



fachhochschule
university of applied sciences
stralsund

tagungsband
proceedings

energie – symposium

energie – symposium

5. – 7. November 2009

**Nutzung regenerativer Energiequellen
und Wasserstofftechnik**

**NUTZUNG
REGENERATIVER
ENERGIEQUELLEN
UND
WASSERSTOFF-
TECHNIK
2009**

Thomas Lushtinetz und Jochen Lehmann (Hrsg.)

16. Symposium
Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik
Stralsund, 5.-7. November 2009

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

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

© 2009 by: Fachhochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by:
Fachhochschule Stralsund, ZV

ISBN 978-3-9813334-0-4

Komitee der Konferenz:

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

Kontakt:

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

Inhaltsverzeichnis	Seite
Vorwort	7
<i>Roman Berwanger, Torsten Brinkmann, Wulf Clemens, Andreas Dengel, Björn Hoting</i> Aufbereitung von Grubengas mittels Membrananlage am Alsbachsacht	8
<i>Ludger Blum, Andreas Dengel, Heinz-Kurt Dörr, Bodo Groß, Marco Keller</i> Numerische Modellbildung der Reformierungsreaktionen im Anlagenteil einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC)	16
<i>Albert Boddien, Björn Loges, Henrik Junge, James R. Noyes, Felix Gärtner, Annette-E. Surkus, Matthias Beller</i> Ameisensäure – ein flüssiger Wasserstoffspeicher	25
<i>Matthias Boltze</i> Stromerzeuger auf der Basis von Flüssiggas	28
<i>Aleksandra Borsukiewicz-Gozdur, Władysław Nowak</i> Assessment of the influence of vapour parameters at turbine inlet on the effectiveness of operation of Supercritical Organic Rankine Cycle plant supplied with hot water	37
<i>Volker Brüser, Klaus-Dieter Weltmann</i> Plasmatechnologien für die Entwicklung von Brennstoffzellenkomponenten	45
<i>Jürgen Bühl</i> Wärme und Kälte aus der Sonne - Große Solarwärmeanlagen	49
<i>Maria Dolores Cazorla</i> Ecuadorian strategic plans for R&D programs supported by SENACYT in Alternative Energy	56
<i>Andreas Dengel, Thomas Fliß</i> Druckluft in Salzbergwerken – Langzeitstabilisierung und Energiespeicherung	60
<i>Werner Diwald, Michael Wenske, Gerald Newi, Sven Schimanski, Florencio Gamallo Andreas Miede, Christian Sponholz, Thomas Lushtinetz, Jochen Lehmann</i> Wind-Hydrogen-Biomass The ENERTRAG Hybrid Power Plant (Poster)	69
<i>Oliver Ehret</i> Wasserstoffproduktion und – Infrastruktur im nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie	72
<i>Piotr Gawelek, Jacek Elias</i> Ausgewählte Aspekte der kumulierten Energieanwendungen und kumulierten Emissionen bei der Biodieselherstellung	79

<i>Bodo Groß</i> Technische Innovationen im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung	86
<i>Bodo Groß</i> Biomassekessel/Stirlingmotor Kombination: Stand der Technik und Perspektiven	92
<i>Marc Heddrich, Matthias Jahn, Conrad Karden, Felix Marschallek, Markus Pohl</i> Strom aus biogenen Rohstoffen – Entwicklung eines SOFC-Systems	97
<i>Tobias Kampet</i> Zukünftige Entwicklungsperspektiven und gelernte Lektionen aus Praxis-Erfahrungen beim Betrieb wasserstoffgetriebener Busse	102
<i>Eduardo Mendieta</i> Laboratory of Alternative Energies and hydrogen in ESPOL: coupling needs and knowledge	108
<i>Andreas Miege, Thomas Luschtinetz, Paul Wendt, Steffen Kaufmann, Christian Sponholz,</i> Brennstoffzellen hybridisiert mit elektrischen Speichern	113
<i>Reinhard Müller, Axel Rackwitz</i> Erfahrungsbericht aus der Betriebsführung einer Luftwärmepumpe an der Fakultät ME der HTWK Leipzig	118
<i>Wladyslaw Nowak, Aleksander A. Stachel</i> Möglichkeiten der Nutzung der geothermischen Energie als Energiequelle zum Speisen der Heizkraftwerke	124
<i>Eberhard Oettel, Peter Albring, Ingo Rickert, Peter Schrum, Martin Tuaschke</i> Das EU-Projekt REDUBAR - Nationale und internationale Biomethan-Netzwerke	133
<i>Eberhard Oettel</i> Columbian-German Entrepreneurial and Scientific Cooperation (Deutsch-Kolumbianische Zusammenarbeit zwischen Unternehmen und wissenschaftlichen Einrichtungen)	142
<i>Anan Pongtornkulpanich, Sukruedee Sukchai</i> Technology Development and Research on Solar Cooling Systems	146
<i>Kurt Rohrig, Bernhard Lange, Alejandro J. Gesino, Martin Wolff, Reinhard Mackensen, Jan Dobschinski, Arne Wessel, Martin Braun, Cesar Quintero, Jose Luis Mata, Rui Pestana</i> Wind Power Plant Capabilities–Operate Wind Farms like Conventional Power Plants	153
<i>Hans Sandlaß</i> Erste Schritte zur H2 - Infrastruktur in Mecklenburg-Vorpommern	164
<i>Natalie Savastenko, Volker Brüser , Kirsten Anklam, Andreas Schmuhl, Henrik Junge</i> Modifizierung platinfreier metallorganischer Katalysatoren mittels Niedertemperaturplasmen	168

<i>Erico Spinadel</i> Wind energy – A challenge for Argentina	173
<i>Dieter Steinbrecht, Klaus Dielmann, Matthias Betsch, Tristan Vincent</i> Kombination einer Stationären Wirbelschichtfeuerung mit einer extern gefeuerten μ -(Gas)Turbine	178
<i>Guillem Tänzer</i> Chancen und Perspektiven von Hybridfahrzeugen	184
<i>Elli Varkaraki, Spyros Thomas</i> Comparison of Hydrogen Storage Options for Wind-Hydrogen Plants E.	189
<i>Telse Vogel, Mirko Barz, Matthias Ahlhaus</i> Biogaspotentiale von Landschaftspflegematerial	194
<i>Sören Weinrich, Christine Wahmkow, Michael Nelles</i> Regelung einer Biogasanlage mit Hilfe neuronaler Netze und Fuzzy-Logic	199
<i>Michał Zeńczak</i> Some Aspects of Cooperation of Wind Power Farms with Power System	205
<i>Wojciech Zeńczak</i> Die Kohle als Reservebetriebsstoff für die Schiffe	210

**Diese Vestas 27
arbeitet seit dem
10. Oktober 1989
im Strandbereich
von Ostseebad
Wustrow auf dem
Fischland (M-V).**



Vorwort

Seit Anfang Oktober 1989 dreht sich in Wustrow auf der Halbinselkette Fischland-Darß-Zingst mit einer Vestas 27 das erste Windrad Mecklenburg-Vorpommerns zur kommerziellen Stromerzeugung. Damit begann die Entwicklung eines neuen Wirtschaftszweiges im Lande. Und für Ende 2010 ist die vollständige Inbetriebnahme des ersten Windparks in der deutschen Ostsee vor der Halbinsel mit 21 Turbinen à 2,5 MW geplant. Das Schweriner Wirtschaftsministerium spricht zufrieden von einem Jobmotor. Nachdem im Lande bereits deutlich über 30 % des verbrauchten Stroms aus der Windkraft kommen, ist es wichtig geworden, dass sich Firmen und Institute damit beschäftigen, den Windstrom grundlastfähig zu machen. Eine Arbeitsgruppe der Fachhochschule Stralsund ist daran beteiligt. Über das bereits auf früheren Symposien vorgestellte ENERTRAG Hybridkraftwerk, das im April dieses Jahres seine Grundsteinlegung erlebte und am 10. September den Clean Tech Media Award in der Kategorie Technologie erhielt, wird auch diesmal wieder diskutiert werden können. Mit dem Hybridkraftwerk verbunden ist eine zweite brennende Frage, nämlich die Versorgung der für die nächsten Jahre zu erwartenden Brennstoffzellen-Batterie-Hybridfahrzeuge mit Wasserstoff, die Entwicklung einer Infrastruktur für den neuen Kraftstoff. Am 11. September haben sich dazu sieben auf dem Energiesektor agierende Konzerne und die NOW GmbH im Bundesverkehrsministerium verständigt. Auch zu diesem Thema wird auf dem 16. Symposium vorgetragen werden. - Beide Beispiele zeigen, wie sich die Organisatoren der Stralsunder Tagung bemüht haben, thematisch eng an aktuellen Problemen anzuknüpfen.

Erinnern Sie sich noch an das vorjährige Symposium und einen seiner Schwerpunkte, den Komplex "Brennstoffzellen und/oder Akkumulatoren in Kraftfahrzeugen"? Das vergangene Jahr hat gezeigt, dass zumindest im Spiegel der Medien noch längst nicht immer die Synergien von verbesserten Akkumulatorsystemen und der erhöhten Leistungsfähigkeit von Niedertemperaturbrennstoffzellen hervorgehoben werden, sondern nur zu oft auf das "oder" für die heute normalen universell einsetzbaren Automobile hin diskutiert wird. Der durchaus moderne Durchschnittsmensch ist von Kindesbeinen an mit der Benutzung von Batterien vertraut, lernt aber erst langsam, Gas auch im Auto und nicht nur beim Kochen oder Heizen zu schätzen. Einer möglicherweise in diesem Mangel an Erfahrungen begründeten Zurückhaltung gegenüber Wasserstoff kann man nur beikommen, indem Beispielprojekte und Demonstrationen aus der Kombination von regenerativen Energien und dem sauberen Kraftstoff einer möglichst breiten Öffentlichkeit nahe gebracht werden. Auch hierzu leistet die Stralsunder Konferenz seit Jahren ihren Beitrag, wenn regelmäßig Führungen durch das Komplexlabor Alternativer Energien angeboten werden und auf der traditionellen Techniktour am Sonnabend realisierte Projekte besichtigt werden können.

Es liegt an den Teilnehmern, aus den mannigfaltigen Angeboten etwas zu machen. In diesem Sinne wünschen die Veranstalter allen ein interessantes und lebendiges Symposium, ein für jeden einzelnen erfolgreiches! Gedankt sei an dieser Stelle herzlich den Vortragenden und den Sponsoren!

Jochen Lehmann und Thomas Luschtinetz

„Aufbereitung von Grubengas mittels Membrananlage am Alsbachschaft“

R. Berwanger³, T. Brinkmann¹, W. Clemens², A. Dengel³, B. Hoting⁴

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

²OTS Ingenieurgesellschaft mbH, Kyllberstraße 59, D-66346 Püttlingen

³Evonik New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101-105, D-66115 Saarbrücken

⁴Borsig Membrane Technology GmbH, Egelstraße 21, D-13507 Berlin

Schlüsselwörter: Grubengas, Membranverfahren, Anreicherung

1. Einleitung

Die Evonik New Energies GmbH führt gemeinsam mit den Partnern GKSS-Forschungszentrum Geesthacht GmbH (GKSS) und der OTS Ingenieurgesellschaft mbH (OTS) sowie dem Verbundpartner Borsig Membrane Technology GmbH das vom BMWT geförderte Verbundvorhaben „Aufbereitung von Grubengas mit niedrigen Methangehalten zur Nutzung in Hochtemperaturbrennstoffzellen“ (Förderkennzeichen: 0327733A) durch.

Wie bereits anlässlich des 14. REGWA in 2007 berichtet [1], muss der Methananteil im Grubengas bei 30 Vol. % oder mehr liegen, um Hochtemperaturbrennstoffzellen effizient mit Grubengas betreiben zu können. Im lebendigen wie auch im stillgelegten Bergbau kann aber der Methangehalt auch häufiger unter 30 % abfallen.

Nach Vorversuchen im Labormaßstab und ausgiebigen Tests mit Taschenmodulen und Membranflächen von 5 m² sowie 10 m², die die Ergebnisse der vorher im Labormaßstab durchgeführten Untersuchungen bestätigt haben, wurde eine Demonstrationsanlage geplant und gebaut, um Langzeiterfahrungen im Feldtest zu erlangen. Diese Pilotanlage ist ausgelegt auf einen Feed – Volumenstrom von über 1000 m³/h und ist in die Grubengasabsauge- und Verdichteranlage Alsbachschaft eingebunden. In Verschaltung mit einem der dort installierten Verdichter soll sie bewirken, dass Grubengas mit Methangehalten unter 28 Vol. % auf über 30 Vol. % Methan angereichert wird, um die Ausbeute und auch die Qualität des Grubengases dort insgesamt deutlich zu erhöhen.

2. Motivation / Ziel

Ziel des Projektes ist es, methanhaltiges niederkalorisches Gas mit Hilfe eines Membrantrennverfahrens so anzureichern, dass eine dezentrale Verwertung des Gases möglich wird.

Niederkalorisches Gas besitzt einen Methangehalt unter 30 Vol. -% (Brennwert $H_0 < 12 \text{ MJ/m}_N^3$) und eignet sich beispielsweise somit nicht zur dezentralen Verwertung in BHKW's oder Brennstoffzellen. Um das in seiner Zusammensetzung schwankende Grubengas einer kontinuierlichen Verwertung zuzuführen, ist eine Anreicherung des Methan im Grubengas bei bestimmten Randbedingungen notwendig.

Zu diesem Zweck wurde am Alsbachschaft in Saarbrücken – Burbach niederkalorisches Grubengas mit dem entsprechenden Brennwert unter 12 MJ/m_N^3 , mit Hilfe einer dort installierten Pilotanlage so angereichert, dass die erreichte Qualität des Gases ausreicht, BHKW's oder Brennstoffzellen zu beaufschlagen.

2. Arbeitsmedium Grubengas

Das am Alsbachschaft gewonnene Grubengas zählt zu den Gasen aus stillgelegten Grubenschächten (CMM – Coalmine Methane), es weicht jedoch in seiner Zusammensetzung stark von den üblichen Literaturwerten für Grubengas (CH_4 zwischen 60 -80 Vol. -%) aus stillgelegten Kohleflözen ab. Die Methankonzentration des Grubengases unterliegt starken Schwankungen und weist am Alsbachschaft in der Regel eine Spannbreite von 20 bis 30 Vol. -% auf. Nachfolgend ist eine charakteristische Zusammensetzung des Gases wiedergegeben:

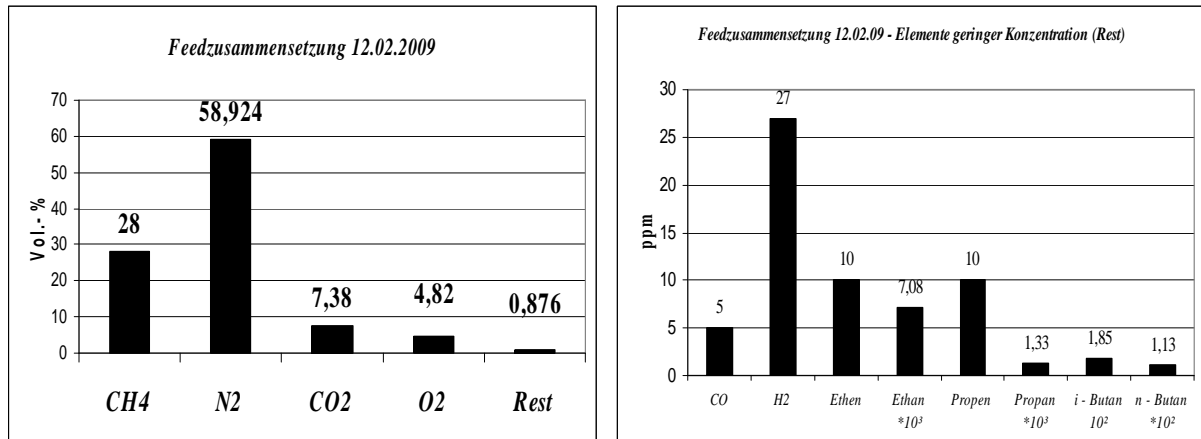


Abbildung 1.: Charakteristische Zusammensetzung des Grubengases aus dem Alsbachschaft

Es ist zu erkennen, dass Methan, bis auf höhere Kohlenwasserstoffe in niedriger Konzentration (im ppm – Bereich), das einzig vorhandene Brenngas ist. Dies hat vor allem bei der Auswahl der Membran Bedeutung. Es muss eine Membran gewählt werden, welche für die gewünschte (Schlüssel-) Komponente durchlässig (permeabel) ist.

3. Grubengasanlage Alsbachschaft – Schema Saugung mit Anreicherung

Die Anreicherung des Grubengases wird mit Hilfe eines Membrantrennverfahrens und anschließender Rückführung des Permeat realisiert. Die nachfolgende Abbildung 2 zeigt ein vereinfachtes Schema der Absauganlage mit integrierter Rückführung.

An Punkt 1 der Anlage wird das Gas aus dem stillgelegten Schacht gesaugt und durch zwei Verdichter (2) in das Verbundnetz weiter geleitet. Hinter den Verdichtern wird das Gas mittels eines Gastrockners (3) von vorhandener Restfeuchte befreit.. Nach Passieren des Gastrockners kann ein großer Teil (maximal möglicher Fördervolumenstrom $3000 \text{ m}_\text{N}^3/\text{h}$, maximal möglicher Volumenstrom durch die Membranmodule $1700 \text{ m}_\text{N}^3/\text{h}$) des Grubengases abgegriffen und zur Membrananlage (4) geführt werden.

Die Membrananlage teilt den Grubengasstrom in zwei Gasströme, einen mit erhöhtem und einen mit erniedrigtem Methangehalt, auf. Der Gasstrom mit dem erniedrigten Methangehalt (Retentat: zwischen 15 und 20 Vol. -% CH_4) wird bis dato mit Hilfe einer Fackel abgeleitet. Der Gasstrom mit erhöhtem Methangehalt (Permeat) wird wieder zurückgeführt und noch vor den zwei Verdichtern zum Hauptgasstrom der Saugung geleitet. Somit wird eine Erhöhung des Methangehalts im Grubengasstrom erreicht. Das angereicherte Grubengas wird dann in das vorhandene, ca. 110 km lange Saargrubengasnetz gespeist. Dort kann es von verschiedenen Abnehmern verwendet und energetisch genutzt werden.

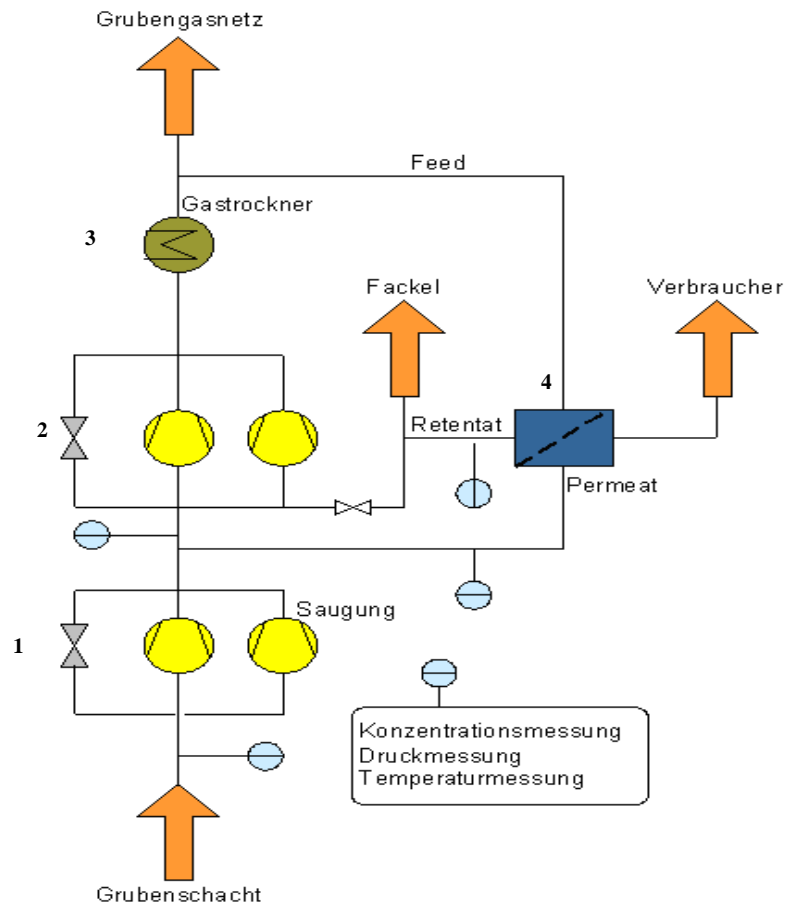


Abbildung 2.: Schema Grubengasabsaugung am Alsbachschaft

Das Prinzip der Anreicherung soll jedoch auch für dezentrale Projekte, ohne Anschluss an ein großes Gasnetz mit Großabnehmern, funktionieren. Mögliche Einsatzmedien können alle Formen von Erdgasen bzw. Schwachgasen mit ähnlicher Zusammensetzung (*wichtig:* Kohlenstoffverbindungen als Brenngas) wie z. B. Deponiegase, Klärgase und/oder Biogase sein.

4. Membrananlage

Die Membrananlage bildet das Herzstück der Pilotanlage. Der Aufbau ist in Abbildung 3 dargestellt.

Die Membrananlage besteht im Wesentlichen aus zwei verschiedenen (Druck-) Membranstufen mit unterschiedlich großen Membranflächen. Bevor das Grubengas jedoch mit Hilfe der Membranen getrennt werden kann, wird es durch einen Gasfilter von eventuell vorhandenen Feststoffpartikeln befreit.

Die erste Membranstufe besteht aus vier Membranmodulen mit je 12,6 m² Fläche, was eine Gesamtfläche von 50,4 m² für die erste Druckstufe ergibt. Die zweite Druckstufe besitzt insgesamt 3 Membranmodule mit je 20 m² Fläche, was eine Gesamtfläche der zweiten Membranstufe von 60 m² ergibt. Somit steht eine Gesamtmembranfläche von 110,4 m² für das Trennverfahren in der Gesamtanlage bereit.

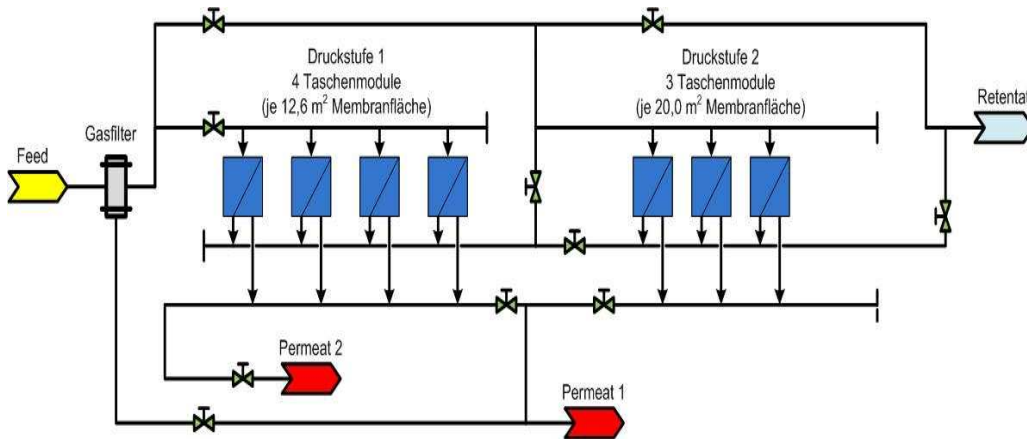


Abbildung 3.: Membrananlage

Die getrennte Anordnung der zwei Membranstufen ermöglicht eine größere Flexibilität der Anlage. So ist es beispielsweise möglich, je nach geforderter Menge und/oder Qualität aus drei Betriebsweisen zu wählen:

1. Betrieb nur einer Druckstufe: Bei Anfall geringer Mengen oder bei Defekt und/oder Wartung einer Druckstufe
2. Paralleler Betrieb der beiden Druckstufen: Eigentlicher Standardbetrieb. Ermöglicht den größtmöglichen Volumenstrom
3. Serieller Betrieb der Druckstufen: Bei hohem Restgehalt von Methan im Retentat.

Prinzipiell ist immer zwischen größtmöglichem Volumenstrom (Quantität) oder bestmöglicher Trennung (Qualität) zu wählen. Dies sollte vom jeweiligen Einsatzfall und der Methankonzentration abhängig gemacht werden. Bei nur geringfügig benötigter Anreicherung des Gasstroms zur Erreichung eines Mindestmethangehalts sollte ein maximaler Volumenstrom bei ausreichender Qualität angestrebt werden. Ist es jedoch wünschenswert, einen maximalen Methangehalt bereitzustellen, z.B. aus Gründen der Wirkungsgradoptimierung, muss auf einen hohen Volumenstrom verzichtet werden. Diese Abwägungen müssen für jeden Einsatzfall separat getroffen werden.

In der Membrananlage werden Taschenmodule eingesetzt. Als Membranwerkstoff wurde PDMS (Polydimethylsiloxan) gewählt.

Bei den Taschenmodulen wird das Feed durch einen außenstehenden Zulauf (1) eingeleitet und kann dann über die gesamte Membranfläche strömen. Die Komponenten, für welche die Membran permeabel ist, können dann durch ein mittig angebrachtes Sammelrohr (2) (Permeat) abgeführt werden. Die Komponenten, für die die Membran nicht durchlässig ist, werden an den einzelnen Taschen vorbeigeführt und an einem Ablauf (3) (Retentat) am Ende des Moduls abgeleitet.

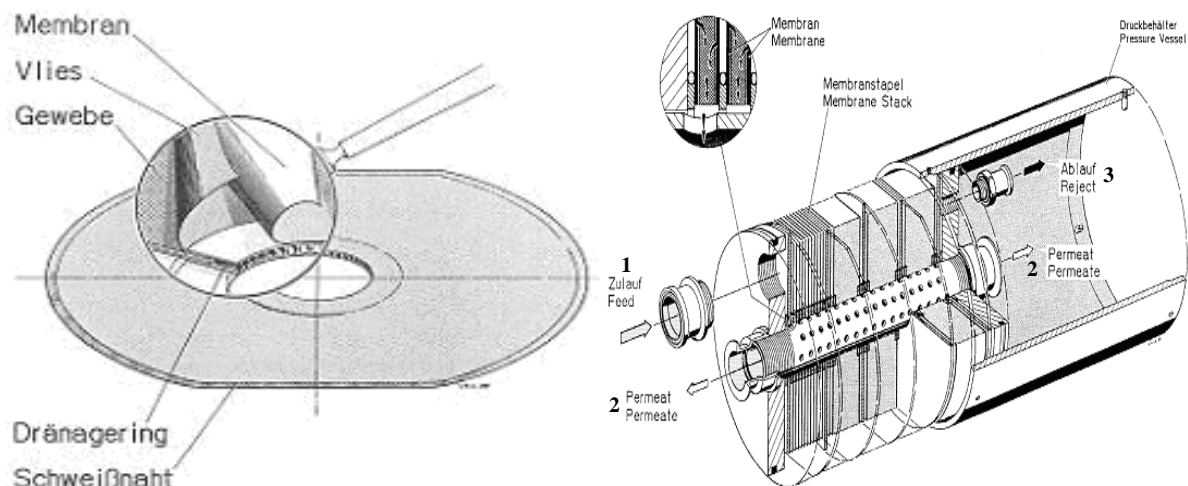


Abbildung 4.: Taschenmodule [2]

5. Betrieb

Die Pilotmembrananlage wurde Anfang Oktober 2008 in Betrieb genommen. Zu Beginn sollte die Membrananlage primär ihre Leistungsfähigkeit bei dauerhaftem Betrieb unter Beweis stellen und die gewonnen Erkenntnisse aus den zuvor getätigten Untersuchungen an den kleineren Versuchsmodulen bestätigen.

Durch die installierte Messtechnik für Druck, Temperatur und Konzentrationsmessung konnte die Arbeitsfähigkeit der Membrananlage beobachtet werden. Auf Grund eines defekten Volumenstrommessgerätes war es nicht möglich, genaue Massenbilanzen aufzustellen und somit gewöhnliche Kennwerte wie Selektivität, Rückhaltekoeffizienten und Anreicherungsfaktoren zu berechnen. Aus diesem Grund wurden Kennwerte auf Basis der Volumenanteile der Einzelkomponenten definiert.

Selektivität S_{ij} :

Die Selektivität S_{ij} dient als Maß zur Beurteilung der Trennfähigkeit einer Membran. Bei der hier definierten Selektivität wurde der Volumenanteil einer Schlüsselkomponente i (meist Methan) im Permeat auf den Volumenanteil der restlichen Komponenten j im Permeat bezogen. Dieses Verhältnis wurde wiederum auf das Verhältnis der Schlüsselkomponente i im Feed zu den Restkomponenten j im Feed, bezogen. Ergibt sich ein Wert größer 1 für die Selektivität einer Komponente, kann die Membran als permeabel für diesen Stoff bezeichnet werden.

$$S_{ij} = \frac{\frac{\varphi_{\text{Schlüsselkomponente } i, \text{ Permeat}} [\text{Vol.} - \%]}{\varphi_{\text{Rest } j, \text{ Permeat}} [\text{Vol.} - \%]}}{\frac{\varphi_{\text{Schlüsselkomponente } i, \text{ Feed}} [\text{Vol.} - \%]}{\varphi_{\text{Rest } j, \text{ Feed}} [\text{Vol.} - \%]}}$$

Anreicherungsfaktor E_i :

Die Anreicherung des Permeat wird durch den so genannten Anreicherungsfaktors E_i wiedergegeben. Er wurde als Verhältnis des Volumenanteils einer Komponente i im Permeat zum Volumenanteil der Komponente i im Feed definiert. Die positive Anreicherung einer Komponente i wird durch den Faktor E_i größer 1 dargestellt.

$$E_i = \frac{\varphi_{\text{Schlüsselk omponente } i, \text{ Permeat}} [\text{Vol.} - \%]}{\varphi_{\text{Schlüsselk omponente } i, \text{ Feed}} [\text{Vol.} - \%]}$$

Rückhaltekoeffizient R_i :

Der Rückhaltekoeffizient R_i beschreibt die Fähigkeit einer Membran, eine bestimmte Komponente i nicht passieren zu lassen. Der Rückhaltekoeffizient wurde als Verhältnis des Volumenanteils einer Komponente i im Retentat zu dem Volumenanteil der Komponente i im Feed definiert. Eine Membran weist eine gute Permeabilität für eine Komponente auf, wenn der Rückhaltekoeffizient kleiner 1 ist.

$$R_i = \frac{\varphi_{\text{Schlüsselk omponente } i, \text{ Retentat}} [\text{Vol.} - \%]}{\varphi_{\text{Schlüsselk omponente } i, \text{ Feed}} [\text{Vol.} - \%]}$$

Die gewählte Membran ist vorzugsweise für Kohlenstoffverbindungen und Sauerstoff permeabel. Stickstoff wird von der gewählten Membran zurückgehalten.

Nachfolgend werden die charakteristischen Zusammensetzungen und Betriebsparameter Druck und Temperatur der drei Gasströme der Membrananlage dargestellt.

	Feed	Permeat	Retentat	[-]
<i>Methan CH₄</i>	24,13	36,6	21,6	Vol. -%
<i>Stickstoff N₂</i>	66,32	44,8	70,69	Vol. -%
<i>Kohlendioxid CO₂</i>	4,98	13,0	3,35	Vol. -%
<i>Sauerstoff O₂</i>	4,57	5,6	4,36	Vol. -%
<i>Temperatur</i>	283,15	275,55	278,25	[K]
<i>Druck</i>	4,413	1,235	4,413	[bar]

Abbildung 5.: Zusammensetzung und Parameter der Membrananlage vom 12.02.2009

Anhand der Parameter in Abbildung 5 ist ersichtlich, dass es beim Trennvorgang durch die Membran zu einer Abkühlung - beim Permeat stärker als beim Retentat - kommt. Diese kann durch den Joule-Thomson Effekt begründet werden [2]. Außerdem liegt eine Druckdifferenz von ca. 3 bar über die Membrane an.

Die Ergebnisse des Betriebs der Membrananlage für den Zeitraum von Anfang Oktober 2008 bis zum April 2009 zeigen folgende beispielhafte Messungen, die nach den oben definierten Kennwerten ausgewertet wurden. Die Angaben und Auswertungen beziehen sich ausschließlich auf die Komponente Methan, da diese als Schlüsselkomponente angesehen werden kann. Das oben gezeigte Beispiel (Abbildung 5) ist in der Aufzählung unter Punkt 7 geführt.

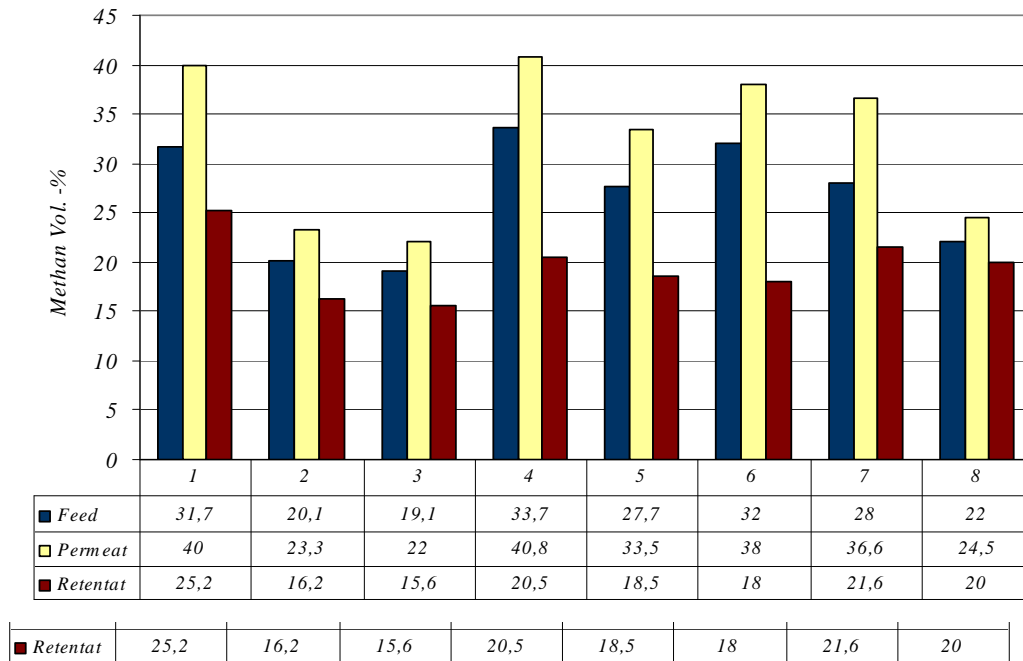


Abbildung 6.: Beispielhafte Zusammensetzung der Gasphase zwischen Oktober 2008 und April 2009

Die Auswertung nach den zuvor definierten Kennwerten ergab folgende Ergebnisse:

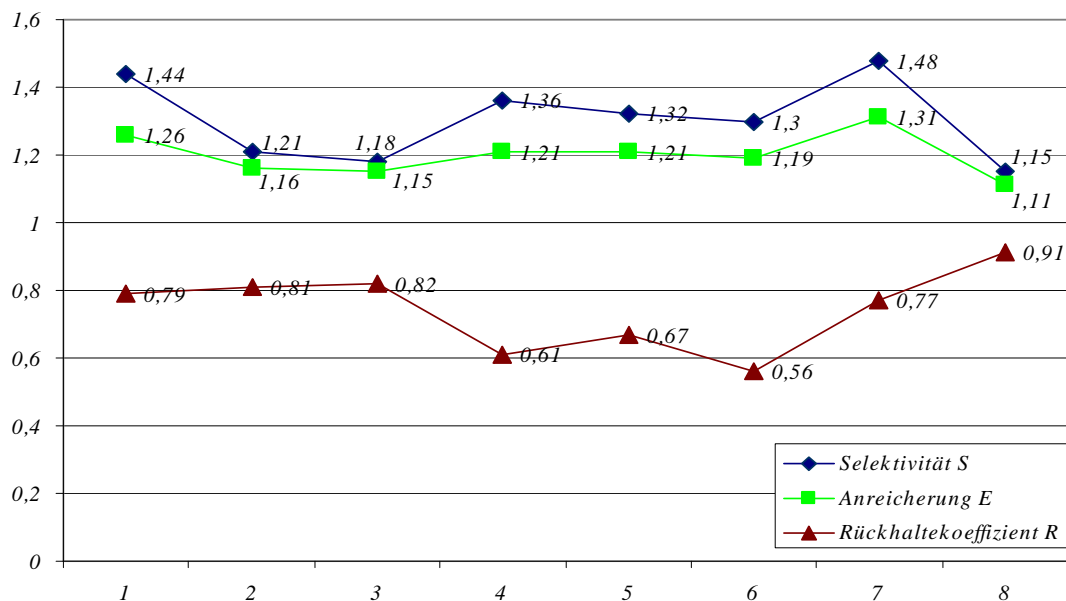


Abbildung 7.: Aus den diskreten Messergebnissen ermittelte Kennwerte

Die Ergebnisse zeigen, dass die Membran im Bezug auf die Schlüsselkomponente Methan über den gesamten Zeitraum vom Oktober 2008 bis hin zum April 2009 durchweg positive Ergebnisse lieferte.

Die Messungen zeigen zwar relativ starke Schwankungen, diese sind jedoch auf variierende Betriebsparameter von Druck, Temperatur und Volumenstrom zurückzuführen. Es lässt sich für die Selektivität S_{ij} und den Anreicherungsfaktor E_i konstante Werte größer 1 festhalten, was bedeutet, dass die Membran eindeutig durchlässig für die Schlüsselkomponente Methan ist und somit auch eine Anreicherung kontinuierlich stattfindet.

Auch der Rückhaltekoeffizient R_i unterstreicht das Ergebnis. R_i bewegt sich über den gesamten Zeitraum unterhalb des Wertes 1. Dies zeigt, dass die Membran im Bezug auf die Schlüsselkomponente Methan eine schlechte Rückhaltefunktion besitzt.

Die Auswertung für die restlichen Komponenten Stickstoff, Kohlendioxid und Sauerstoff (hier nicht gesondert aufgeführt) ergaben ebenfalls die erwarteten Ergebnisse. Es kann beobachtet werden, dass die Membran für Sauerstoff und Kohlendioxid ebenfalls permeabel ist. Für beide Stoffe ergeben sich für die Selektivität S_{ij} und den Anreicherungsfaktor E_i Werte größer 1 und für den Rückhaltekoeffizient Werte unter 1.

Für Stickstoff, der auf die Menge bezogen dominierende Stoff (zwischen 40 – 65 Vol. -%), ergeben sich im Vergleich zu den restlichen Komponenten gegensätzliche Ergebnisse. Stickstoff ist eine Komponente, die von der Membran zurückgehalten wird. Man erhält für die Gaskomponente Stickstoff für den Rückhaltekoeffizient Werte größer 1 und für Selektivität und Anreicherungsfaktor Werte kleiner 1.

6. Ausblick

Die Membrananlage am Alsbachsacht konnte in den ersten Monaten des Betriebes ihre Funktionsfähigkeit beweisen und einen konstanten Betrieb gewährleisten. Die ersten Monate dienten zur Überprüfung der Arbeitsweise und des stabilen Betriebs. Die Anlage wurde in den ersten Monaten jedoch noch nicht auf optimierte Verfahrensweise getestet.

Nun soll, nach der Bereitstellung gesicherter (Volumenstrom-) Messungen, die Betriebsweise der Membrananlage auf verschiedene Zielkonzentrationen bzw. Volumenströme hin untersucht werden. Es sollen bestimmte Zielangaben wie beispielsweise maximaler Volumenstrom, maximale Methankonzentration im Permeat oder eine bestimmte Zielkonzentration Methan (z.B.: 30 Vol. -% für dezentrale Nutzung) bei maximal möglichem Volumenstrom, erreicht werden.

Ein weiterer Aspekt der zukünftigen Untersuchungen soll eine mögliche energetische Nutzung des an Methan abgereicherten Retentatstroms sein.

7. Quellen:

[1] T. Brinkmann, W. Clemens, A. Dengel, L.G.J. de Haart, B. Hoting: Aufbereitung von Schwachgasen zum Einsatz in Brennstoffzellen; Tagungsband XIV. Symposium Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik 2007; ISBN 3-9809953-6-4; S. 18-27

[2] T. Melin, R. Rautenbach: Membranverfahren, Grundlagen der Modul- und Anlagenauslegung, 3. aktualisierte und erweiterte Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2007

„Numerische Modellbildung der Reformierungsreaktionen im Anlagenteil einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC)“

L.Blum¹, A. Dengel², H.-K. Dörr², B. Groß³, M. Keller²

¹Forschungszentrum Jülich GmbH, D-52425 Jülich

²Evonik New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101-105, D-66115 Saarbrücken

³IZES gGmbH, Altenkessler Str. 17, D-66115 Saarbrücken

1 Einleitung

Um den Herausforderungen des Klimawandels zu begegnen, hat die Evonik New Energies GmbH zusammen mit den Projektpartnern Forschungszentrum Jülich und der IZES gGmbH einen Pilotbetrieb mit einer Hochtemperaturbrennstoffzelle durchgeführt [1, 2, 3, 4, 5]. Ziel dieses vom BMWF unter Kennzeichen 0326883 geförderten Vorhabens war es, Erfahrungen im Betrieb eines solchen Aggregates mit Grubengas zu sammeln.

Mit Brennstoffzellen können hohe elektrische Wirkungsgrade, bis zu 60 % [6], erzielt werden. Probleme bereitet allerdings die Bereitstellung von Brennstoff, dem Wasserstoff (H_2). Dieser muss durch Reformierung von beispielsweise Erdgas, oder durch die Zerlegung von Wasser (Elektrolyse) aufbereitet werden. Letzteres ist sehr energieaufwendig und macht daher nur als Speichermöglichkeit bei Stromüberkapazitäten Sinn. In der Regel findet die Reformierung Anwendung. Hier besteht ein großer Vorteil der SOFC-Zelle, die über eine innere Reformierung verfügt. Es sind also bei reinem Methan keine zusätzlichen Anlagen nötig. Ist jedoch Sauerstoff im Brenngas vorhanden, wie dies beispielsweise bei Grubengas der Fall ist, stellt der Vorreformer die Eliminierung des eingetragenen Sauerstoffs sicher. Dieser würde durch die bei der Verbrennung freiwerdende Wärme die Zelle schädigen. Bei einem Betrieb mit sauerstoffhaltigem Brenngas muss also ein Vorreformer eingesetzt werden.



Abb. 1: Teststand im Innovationszentrum Luisenthal [1]

2 Grubengas und Reformierungsprozess

In dem Reformierungsprozess wird Methan (CH_4), oder andere Kohlenwasserstoffe, zu Wasserstoff umgesetzt. Das saarländische Grubengasnetz weist Methangehalte von circa 25

bis weit über 50 % Vol. auf. In Ausnahmefällen, abhängig vom Ort der Absaugung, ist die Schwankungsbreite größer, wie nachfolgende Abb. 2 demonstriert.

CH ₄	25-90 % Vol.
CO ₂	2-8 % Vol.
O ₂	0,1-10 % Vol.
N ₂	3-55 % Vol.
CO	2-300 ppm ¹

Abb. 2: Gemischzusammensetzung Grubengas [9]

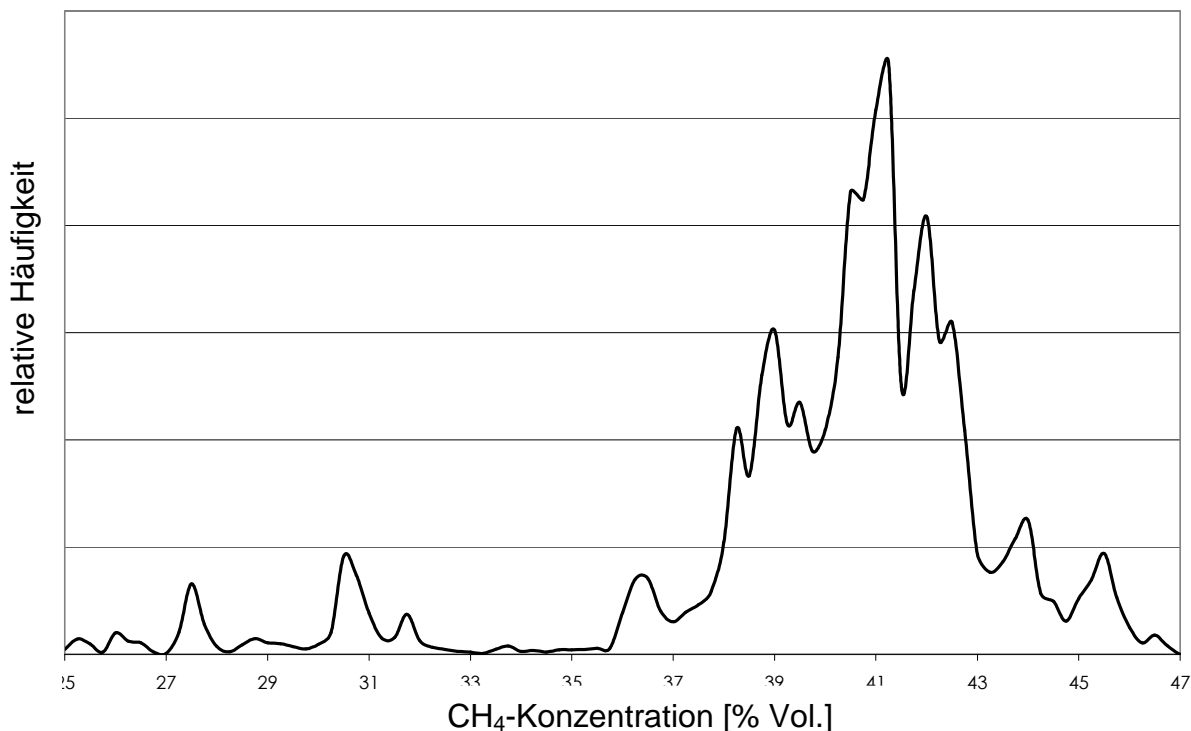


Abb. 3: Relative Häufigkeit der CH₄-Konzentration im Grubengas (04-09/2004)[1]

In dem Forschungsvorhaben wurde untersucht, wie sich die Brennstoffzelle und insbesondere der Vorreformer bei den schwankenden Methankonzentrationen verhalten. Dazu wurden umfangreiche Messreihen durchgeführt und ausgewertet. Während der Versuche über mehr als 1600 Betriebsstunden wurde eine Leckage detektiert. Es trat Luft auf die Brenngasseite über. Mitte 2009 wurde ein neuer Vorreformer installiert, in Betrieb genommen und dessen Reformierverhalten mit Grubengas detailliert untersucht.

Ergänzend zu den Versuchsdurchführungen wurde ein numerisches Programm zur Simulation der Reformierung erstellt, welches auch den Einfluss einer Leckage berücksichtigt. Ein weiteres Ziel ist, Aussagen zur Alterung des Vorreformers machen zu können. Grundlage der Berechnungen bildete ein bereits vorhandenes Programm des Forschungszentrums Jülich in Maple©.

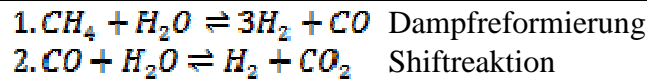
¹ ppm Parts per Million (Verwendet für sehr geringe Konzentrationen)

$$1 \text{ ppm} = \frac{1 \text{ l}}{10^6 \text{ l}} = 10^{-4} \% \text{ Vol.}$$

$$300 \text{ ppm} = 0.03 \% \text{ Vol.}$$

3 Berechnung

3.1 Variante 1, Programm mathcad nicht linear



Dampfreformierung und Shiftreaktion sind die wesentlichen chemischen Reaktionen, die im Vorreformer stattfinden. Es reagieren noch höherwertige Kohlenwasserstoffe, welche aber nur in geringer Konzentration im Grubengas auftreten und daher vernachlässigt werden. Um das ganze mathematisch abbilden zu können, wird über das chemische Gleichgewicht gerechnet. Es ist von Temperatur und Druck abhängig. Da die Versuchsanlage ungefähr bei Atmosphärendruck arbeitet, kann die Druckabhängigkeit vernachlässigt werden. Als Temperatur dient die gemessene maximale Prozesstemperatur (Reformierung), welche im Bereich zwischen 500 und 560 °C geregelt werden kann. Die Berechnung selber wird dann bei einer niedrigeren Temperatur durchgeführt. Dies liegt darin begründet, dass die Einstellung des Gleichgewichtszustandes eine gewisse Zeit benötigt. Diese Zeit ist in der Realität nicht gegeben und es stellt sich somit ein thermodynamischer Zustand ein, der einer niedrigeren Temperatur entspricht. Die Temperaturdifferenz stellt einen zeitlich diskreten Zustand dar; er wurde durch Versuche belegt. Die Temperaturdifferenz, beziehungsweise der Gleichgewichtsabstand, korreliert mit dem Verschleiß, respektive der Alterung des Katalysators. Bei einem neuen Katalysator würde der Abstand geringer ausfallen. Über das Massenwirkungsgesetz werden die Gleichgewichtskonstanten definiert.

1. $K_1 = \frac{\psi_{\text{H}_2}^3 \cdot \psi_{\text{CO}}}{\psi_{\text{CH}_4} \cdot \psi_{\text{H}_2\text{O}}}$
2. $K_2 = \frac{\psi_{\text{H}_2} \cdot \psi_{\text{CO}_2}}{\psi_{\text{CO}} \cdot \psi_{\text{H}_2\text{O}}}$

ψ_i	Molanteil der Verbindung i
K_x	Gleichgewichtskonstante der Reaktion x

Die Konstanten werden über folgende Formel[7] ermittelt:

$\ln K_j = -\frac{\Delta G_R^0(T)}{R_m \cdot T} - \Delta v_j \ln \frac{p}{p_0}$

$\Delta G_R^0(T)$	freie Reaktionsenthalpie (Tabellenwerke)[8]
R_m	universelle Gaskonstante
T	Temperatur in Kelvin
Δv_j	Summe der stöchiometrischen Koeffizienten
p_0	Standarddruck (1 atm) [7]

Da der Vorreformer nahezu bei Atmosphärendruck arbeitet, kann die rechte Seite des Terms vernachlässigt werden. Die freie Reaktionsenthalpie $\Delta G_R^0(T)$ wurde aus „Handbook of Chemistry and Physics“ [8] übernommen und über der Temperatur linear interpoliert.

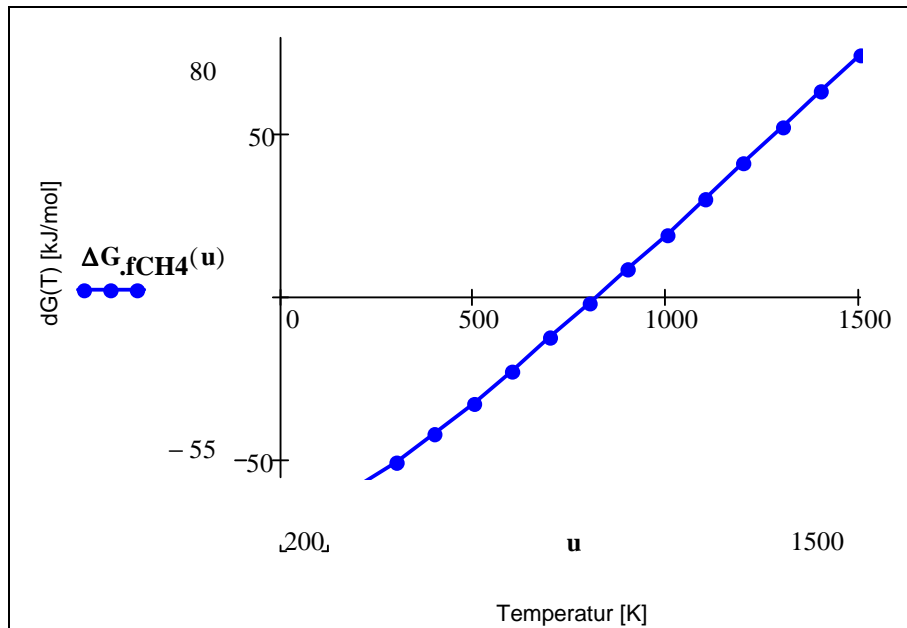


Abb. 4: Freie Reaktionsenthalpie von Methan (mathcad)

Durch die zwei Gleichungen erhält man ein nichtlineares Gleichungssystem mit fünf Unbekannten. Führt man nun den Reaktionsumsatz $dz[7]$ ein, reduzieren sich die Unbekannten auf zwei und das System ist lösbar.

$$dz = \frac{dn_j}{v_j}$$

n_j Molzahl der Verbindung j

v_j stöchiometrischer Koeffizient der Verbindung j[7]

Durch Integration erhält man: $n_j = n_j^0 + v_j \cdot z$

Dabei stellt n_j die Molzahl nach und n_j^0 die Molzahl vor der Reaktion dar.

Setzt man diesen Ausdruck in die Massenwirkungsgesetze ein, sind nur noch die zwei Reaktionsumsätze z_1 und z_2 zu bestimmen.

$$1. K_1 = \frac{(\psi_{H_2}^0 + 3z_1 + z_2)^3 \cdot (\psi_{CO}^0 + z_1 - z_2)}{(\psi_{CH_4}^0 - z_1) \cdot (\psi_{H_2O}^0 - z_1 - z_2)}$$

$$2. K_2 = \frac{(\psi_{H_2}^0 + 3z_1 + z_2) \cdot (\psi_{CO_2}^0 + z_2)}{(\psi_{CO}^0 + z_1 - z_2) \cdot (\psi_{H_2O}^0 - z_1 - z_2)}$$

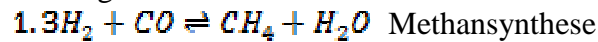
Diese sowie die folgende Berechnung wurde mit der Software *mathcad*© (Version 13.0) ausgeführt.

3.2 Variante 2, Programm mathcad linear

Die zweite Variante ähnelt der ersten, hier bedient man sich jedoch nicht des Reaktionsumsatzes, sondern zweier Elementbilanzen. Es wird Wasserstoff (H) und Sauerstoff (O) mit Bezug auf Kohlenstoff (C) bilanziert.

Es wird ein chemisches System definiert, welches die Elemente Kohlenstoff (C), Wasserstoff (H) und Sauerstoff (O) beinhaltet. Weiterhin sind die Basisverbindungen Wasserstoff (H₂), Wasser (H₂O) und Kohlenmonoxid (CO) vorhanden. Aus den Basisverbindungen werden die weiteren Verbindungen, wie Kohlendioxid (CO₂) und Methan (CH₄), durch chemische Reaktion erzeugt. [7]

Bildungsreaktionen



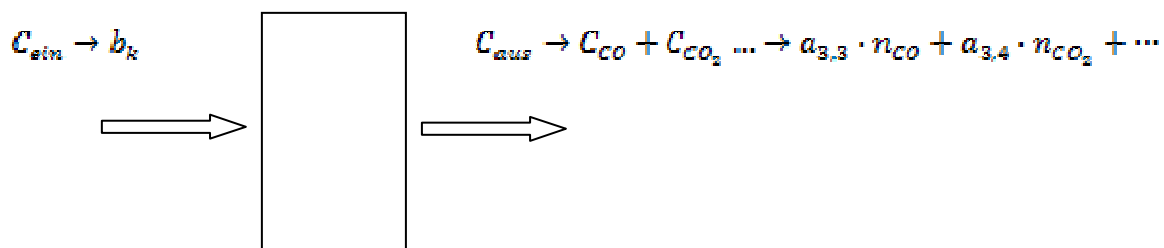
Es lässt sich eine Matrix A mit den Elementen $a_{k,i}$ definieren.

$$A = \begin{pmatrix} H_2 & H_2O & CO & CO_2 & CH_4 & / \\ 2 & 2 & 0 & 0 & 4 & H \\ 0 & 1 & 1 & 2 & 0 & O \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & C \end{pmatrix}$$

Die erste Zeile und die letzte Spalte sind nur zum besseren Verständnis eingefügt. Die Zeilen stehen für die Elemente und die Spalten für die Verbindungen. Es bedeutet beispielsweise das Matrixelement $a_{1,1}=2$, dass das chemische Element Wasserstoff in der Verbindung Wasserstoff zweimal vorkommt oder $a_{2,4}=2$, dass das Element Sauerstoff in der Verbindung Kohlendioxid zweimal vorkommt.

Es lassen sich nun folgende Bilanzgleichungen[7] aufstellen:

$$\sum_{i=1}^N a_{k,i} \cdot n_i = b_k \quad k = 1, \dots, 2$$



Es wird über die Elemente k (H, O) und über alle Verbindungen i (H₂, H₂O, CO, CO₂, CH₄) bilanziert. Der Ausdruck n_i ist die Ausgangsmolzahl der Verbindungen i und b_k die Eingangsmolzahl des Elements k. Das Produkt $a_{k,i} \cdot n_i$ ergibt die Molzahl des Elements k in der Verbindung i. Die Gleichung bedeutet somit, die Summe des austretenden Elements k ist gleich mit der Summe des eintretenden Elements k.

Um mit Stoffmengenanteilen zu rechnen, muss ein Referenzelement ausgewählt werden, da die Ausgangsgesamt molzahl noch unbekannt ist. Dieses Referenzelement wird durch den Kohlenstoff (C) gestellt. Der Ausdruck b_k wird zu B_k umgeformt [7].

$$B_k = \frac{b_k}{b_r} = \frac{\sum_{i=1}^N a_{k,i} \cdot n_i}{\sum_{i=1}^N a_{r,i} \cdot n_i} = \frac{\sum_{i=1}^N a_{k,i} \cdot \psi_i}{\sum_{i=1}^N a_{r,i} \cdot \psi_i} \quad k = 1, \dots, 2$$

Der Index r steht hier für den Kohlenstoff. Die Summe des Eingangselements k ($\sum_{i=1}^N a_{k,i} \cdot n_i$), wird auf die Summe des Eingangskohlenstoffs ($\sum_{i=1}^N a_{r,i} \cdot n_i$) bezogen. Durch diesen Bezug, kürzt sich die Gesamtanzahl n und es kann der Molanteil ψ eingeführt werden. Die Elementbilanzen[7] stellen sich nun wie folgt dar:

$$\sum_{i=1}^N a_{k,i} \cdot \psi_i = \sum_{i=1}^N a_{r,i} \cdot B_k \cdot \psi_i \quad k = 1, \dots, 2$$

Die dritte Gleichung[7] ist durch die Molanteile gegeben, die Summe aller Molanteile muss eins ergeben.

$$\sum_{i=1}^N \psi_i = 1$$

Die beiden fehlenden Gleichungen werden über die Bildungsreaktionen[7] bezogen. Man wendet, analog wie in der ersten Variante, die Massenwirkungsgesetze auf die Reaktionen an.

$$\begin{aligned} 1. K_{11} &= \frac{\psi_{CH_4} \cdot \psi_{H_2O}}{(\psi_{H_2})^3 \cdot \psi_{CO}} \\ 2. K_{22} &= \frac{\psi_{CO} \cdot \psi_{H_2O}}{\psi_{H_2} \cdot \psi_{CO_2}} \end{aligned}$$

Nun sind fünf Gleichungen verfügbar und das System ist lösbar. Die zweite Variante ist nur teilweise linear, die beiden letzten Gleichungen sind natürlich nichtlinear. Die Bezeichnung wurde nur zur besseren Differenzierung gewählt.

4 Ergänzung Leckageberechnung

Über den Versuchszeitraum von etwa 1600 Betriebsstunden mit dem ersten Vorreformer wurde festgestellt, dass ein Leckluftstrom existiert, der von der Luftseite auf die Brenngasseite übertritt.

Deshalb musste der Reformatberechnung eine Leckageberechnung voran gestellt werden. Ein weiteres Problem bestand darin, dass der austretende Reformatstrom mengenmäßig nicht erfasst wurde. Der austretende Reformatstrom wurde deshalb über die Kohlenstoffbilanz berechnet. Die eintretenden Mole an Kohlenstoff müssen gleich mit den austretenden Molen sein.

$$\dot{n}_{C,in} = \dot{n}_{C,out}$$

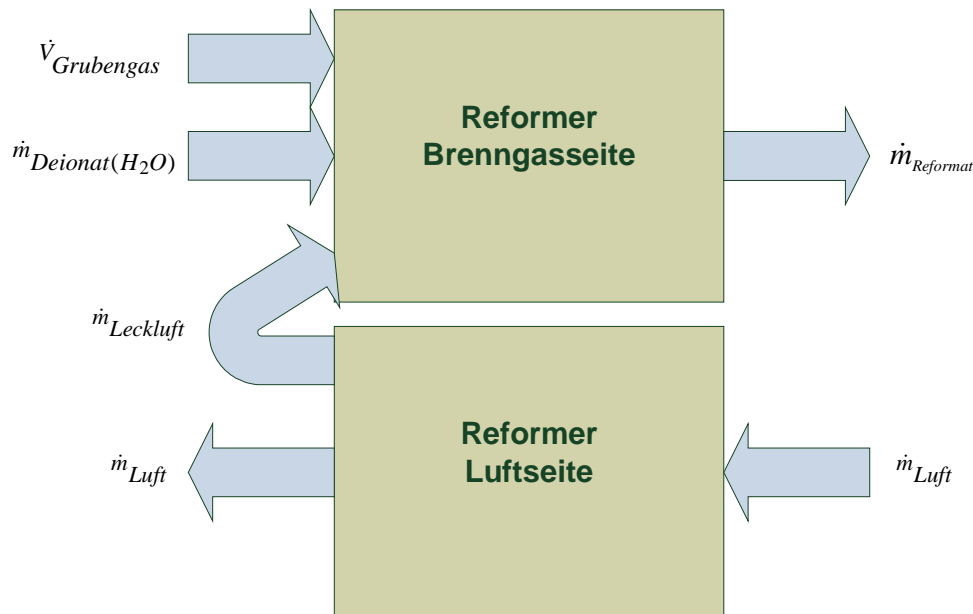


Abb. 5: Blockfließbild Vorreformer

Der bei den Versuchen eingesetzte Gaschromatograph liefert aber nur trockene Zusammensetzungen, weshalb erst der trockene Reformatstrom berechnet wird. Über eine anschließende Wasserstoffbilanz kann die Wassermenge ermittelt werden.

$$\dot{n}_{C,out} = \dot{n}_{Ref,dry} \cdot (\psi_{CO} + \psi_{CO_2} + \psi_{CH_4}) \text{ (Molanteile GC, Reformat)}$$

$$\dot{n}_{H,in} = \dot{n}_{H,out}$$

$$\dot{n}_{H,out} = 2 \cdot \dot{n}_{H,H_2} + 4 \cdot \dot{n}_{H,CH_4} + 2 \cdot \dot{n}_{H,H_2O} \quad (\dot{n}_{H,H_2} = \dot{n}_{Ref,dry} \cdot \psi_{H_2}, \text{ usw.})$$

$$\dot{n}_{H_2O} = \dot{n}_{H,H_2O} \cdot \frac{1}{2}$$

Über eine darauf folgende Stickstoffbilanz (N_2) kann die zusätzliche Leckluft bestimmt werden.

$$\dot{n}_{N_2,ein} + \dot{n}_{N_2,leck} = \dot{n}_{N_2,aus}$$

Der Molanteil des Stickstoffs in der Luft beträgt 0,79. Über ihn und die Idealgasgleichung kann der zusätzliche Luftstrom errechnet werden. Die neuen Molanteile ψ_i ergeben sich aus den Einzelkomponenten bezogen auf den Gesamtstrom.

$$\dot{n}_{Grubengas} + \dot{n}_{Deionat} + \dot{n}_{leck} = \dot{n}_{gesamt}$$

$$\psi_i = \frac{\dot{n}_i}{\dot{n}_{gesamt}}$$

5 Darstellung der Ergebnisse

Die erste Spalte gibt die Gemischzusammensetzung im Reformat an. Alle Anteile zusammen ergeben 100 % Vol. Die Spalte „GC-Messung“ weist die mit dem Gaschromatographen gemessenen Volumenprozent im Reformat auf. Die mittleren Spalten zeigen die gerechneten Ergebnisse in mathcad. Hier dargestellt wurde eine Messreihe mit dem neuen Vorreformer ab Sommer 2009.

Es ist zu beobachten, dass die beiden Varianten fast identische Ergebnisse liefern. Hauptsächlich interessant sind die Wasserstoff- und Methankonzentrationen; sie werden mit einer absoluten Abweichung von 1 bis 6 Prozentpunkten berechnet. Die relative Abweichung liegt zwischen 2 und 40 Prozent.

Es ist festzuhalten, dass der Vorreformer einen sehr geringen Lecklufteinfluss und eine sehr geringe zeitliche Deaktivierung aufgrund der wenigen Betriebsstunden aufweist. Dementsprechend ist der in die Rechnung eingestellte Gleichgewichtsabstand mit 10 K relativ gering. Berechnungen mit Messwerten aus dem Betriebszeitraum mit dem ursprünglichen Vorreformer mussten mit Gleichgewichtsabständen bis zu 60 K durchgeführt werden.

		Gemisch- komponente % Vol.	mathcad lin.	mathcad n. lin.	GC-Messung
Datum des Versuchs:	07.07.2009	H ₂	66,4	64,79	64,28
CH ₄ Grubengas:	37 % Vol.	CO	5,94	5,44	4,3
Gleichgewichtsabstand:	10 K	CO ₂	18,24	18,51	15,69
		CH ₄	9,42	11,26	15,73

Abb. 6: Simulationsergebnisse aus mathcad

6 Fazit und Ausblick

Mit dem Programm kann der Gleichgewichtsabstand, beziehungsweise der Zustand des Vorreformers (Katalysator), bestimmt werden und eine Angabe zu dessen zeitlicher Deaktivierung gemacht werden. Mit Kenntnis des Katalysatorzustandes ist wiederum eine Aussage im Hinblick auf die Reformatzusammensetzung in Abhängigkeit von der Methankonzentration im Grubengas möglich. In weiteren Schritten ist vorgesehen, zum einen eine Energiebilanz über den Reaktionsraum aufzustellen und zum anderen eine Kopplung dieses Programmteils mit einer Berechnung der Leistungsabgabe der Brennstoffzelle durchzuführen.

7 Quellen

- [1] Evonik New Energies GmbH: Abschlussbericht: „Pilotbetrieb einer Hochtemperaturbrennstoffzelle mit Grubengas“; November 2007
- [2] S.F. Au; L. Blum, A. Dengel; B. Groß; L.G.J. de Haart, K. Kimmerle, M. Wolf: Utilization of Mine Gas with a SOFC high-temperature fuel cell, J. Power Sources, 145 (2005) 582-587
- [3] L. Blum, A. Dengel, H. K. Dörr, B. Groß, L.G.J. de Haart, K. Kimmerle: Betrieb einer Hochtemperaturbrennstoffzelle mit Grubengas, VDI-Berichte 1874 (2005) 267 – 270
- [4] Ludger Blum, Roland Peters, Robert Deja, L.G.J. (Bert) de Haart, Andreas Dengel, Heinz Dörr and Bodo Groß: Reformer and Stack Development for Use with Coal Mine-Gas, Lucerne Fuel Cell Forum, Juli 2006 in Luzern
- [5] Andreas Dengel, Heinz K. Dörr, Ludger Blum, L.G.J. (Bert) de Haart, Bodo Groß, Klaus Kimmerle: Untersuchungen zum Betrieb einer 2 kW_{el} SOFC mit Grubengas, VDI-Berichte 1924 (2006) 175 – 184
- [6] Kurzweil, Peter: „Brennstoffzellentechnik“; Friedrich Vieweg & Sohn Verlag/GWV Fachverlag GmbH; 1. Auflage 2003
- [7] Baehr, Hans Dieter: „Thermodynamik“, Springer-Verlag Berlin Heidelberg; 12. Auflage 2005
- [8] Lide, David R.: „Handbook of Chemistry and Physics“; CRC Press, Edition 2004-2005
- [9] Deutsche Steinkohle AG, Methanbetrieb Saarbrücken: Sicherheitsdatenblatt gemäß 91/155 EWG für Grubengas

Ameisensäure – ein flüssiger Wasserstoffspeicher

Albert Boddien, Björn Loges, Henrik Junge, James R. Noyes, Felix Gärtner, Annette-E. Surkus und

Matthias Beller*

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

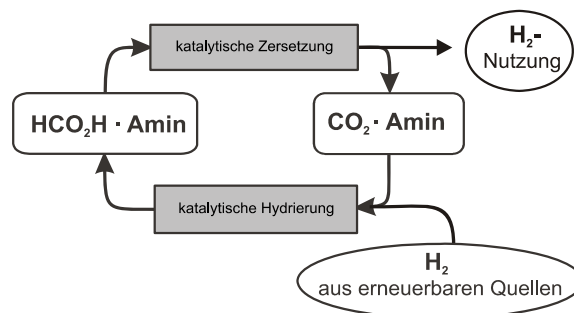
matthias.beller@catalysis.de

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Katalyse, Formiate, Ruthenium

Zusammenfassung: Der weltweite Energiebedarf wird die nächsten Jahre drastisch ansteigen. Daher wird die Bedeutung einer nachhaltigen Energieversorgung deutlich zunehmen. Demzufolge ist eine zentrale Frage der nächsten Dekaden, wie eine effiziente und nachhaltige Energieversorgung gewährleistet werden kann. Wasserstoff als chemischer Energiespeicher ist in der Lage sowohl dem steigenden Energiebedarf als auch einer nachhaltigen Energieversorgung gerecht zu werden. Eine zentrale Frage der Wasserstofftechnologie ist jedoch die Speicherung. Unsere Untersuchungen zeigen dass Ameisensäure /Formiat ein geeignetes Speichermedium für Wasserstoff darstellt. So konnte mit einem geeigneten Katalysator unter milden Bedingungen ($\leq 40\text{ °C}$) über eine lange Zeit (bis zu 2 Monate) Wasserstoff aus Ameisensäure dargestellt werden.

Abstract: It is estimated that the world energy demand will continue to grow significantly in the near future. Therefore, a central challenge for the next decades is the sufficient and sustainable supply of energy. Hydrogen as chemical energy carrier allows for matching the increasing energy demand with the reduction of greenhouse gases. Unfortunately, the use of hydrogen as a carbon-free fuel source lacks appropriate storage technologies, especially under mild conditions. Therefore, hydrogen storage is a significant obstacle for the further advancement and applications of hydrogen technologies. Our investigations show that formic acid /formate is a potential hydrogen carrier. With a suitable catalyst system it was possible to generate hydrogen from formic acid under ambient conditions ($\leq 40\text{ °C}$) for a long time (up to two months).

Eine der größten Herausforderungen für die nächsten Jahrzehnte ist eine ausreichende und nachhaltige Energieversorgung. Die Entwicklungen in der Wasserstofftechnologie sind dabei von besonderem Interesse, da die Wasserstoffherzeugung aus geeigneten Ausgangsstoffen sowie seine Lagerung und die Umwandlung unter Freisetzung elektrischer Energie eine Voraussetzung für die Nutzung von Wasserstoff als alternative Energiequelle sind. Eine zentrale Frage der Wasserstofftechnologie ist jedoch die Speicherung. Unsere Untersuchungen zeigen dass Ameisensäure /Formiat ein geeignetes Speichermedium für Wasserstoff darstellt. Ausgehend von den katalytischen Prozessen zur Bildung und Zersetzung von Ameisensäure lässt sich ein CO_2 -neutrales Energieversorgungssystem skizzieren (Schema 1).^[1]



Schema 1: Wasserstoffspeicherung in Form von Ameisensäure.

Im Gegensatz zur umfassend untersuchten Hydrierung von CO_2 blieb die homogen katalysierte Zersetzung von Ameisensäure bisher fast unbeachtet. Seit einiger Zeit beschäftigen wir uns mit der Wasserstoffgenerierung aus Ameisensäure unter milden Bedingungen.^[2] In neueren Untersuchungen konnten wir zeigen, dass die Aktivität der verwendeten Katalysatoren durch verschiedene Basen und Salze beeinflusst werden kann.^[3] Des Weiteren kann die Wasserstoffgenerierung aus Ameisensäure mit Hilfe von sichtbarem Licht gesteuert werden.^[4] Trotzdem müssen die bekannten Systeme noch hinsichtlich Aktivität und Stabilität verbessert werden um eine kommerzielle Nutzung gewährleisten zu können.

In weiterführenden Untersuchungen konnte nun ein System entwickelt werden, dass bei kontinuierlicher Zugabe von Ameisensäure und unter optimierten Bedingungen mehr als 264 h lang Wasserstoff erzeugte, ohne dass eine Deaktivierung des Katalysatorsystems erfolgte (Abbildung 1).

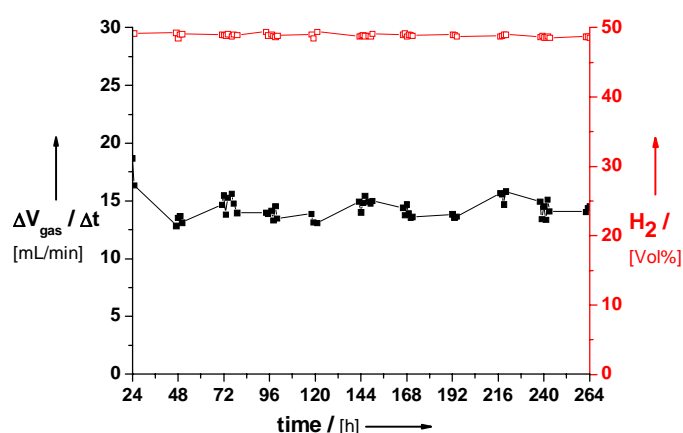


Abbildung 1: kontinuierliche Wasserstoffentwicklung aus Ameisensäure

Dafür wurde eine Apparatur entwickelt mit der kontinuierlich Ameisensäure verbraucht und der entstandene Wasserstoff quantitativ und qualitativ bestimmt werden konnte (Abbildung 2). Die verwendete Ameisensäure wurde dabei eingesetzt wie erhalten (99% , BASF).

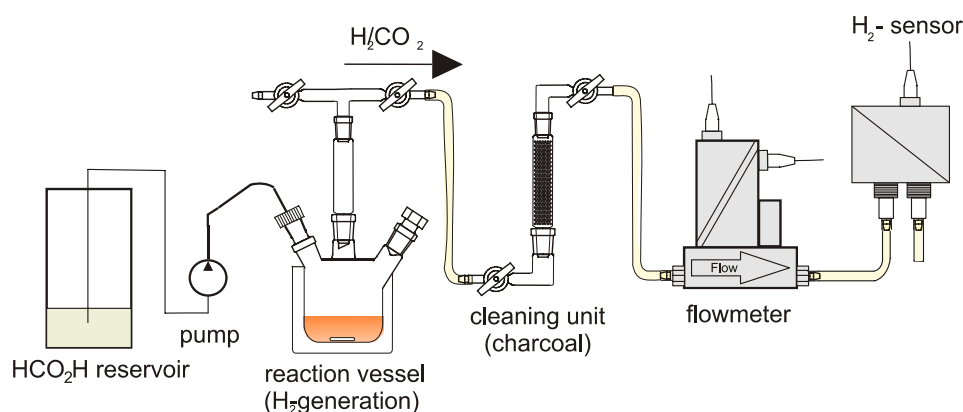


Abbildung 2: Apparatur zur kontinuierlichen Wasserstoffherzeugung aus Ameisensäure

Das entwickelte Katalysatorsystem, bestehend aus $[\text{RuCl}_2(\text{Benzol})]_2$, 1,2 Bis(diphenylphosphino)ethan und dem Cokatalysator Dimethylhexylamin zeigt zudem eine bemerkenswerte Robustheit gegenüber Verunreinigungen (Wasser, Luft) der eingesetzten Ameisensäure, was die Praktikabilität deutlich erhöht.

Unter milden Bedingungen (40 °C) konnte zudem bis zu 3 Liter H₂/h aus Ameisensäure gewonnen werden. Dieses Katalysatorsystem blieb über einen Zeitraum von bis zu zwei Monaten stabil und konnte bis zu 10 mal reaktiviert werden (Abbildung 3). Dabei blieb die Kohlenmonoxidkonzentration stets unter 10 ppm, was eine direkte Anwendung in H₂/O₂ PEM Brennstoffzellen erlaubt.

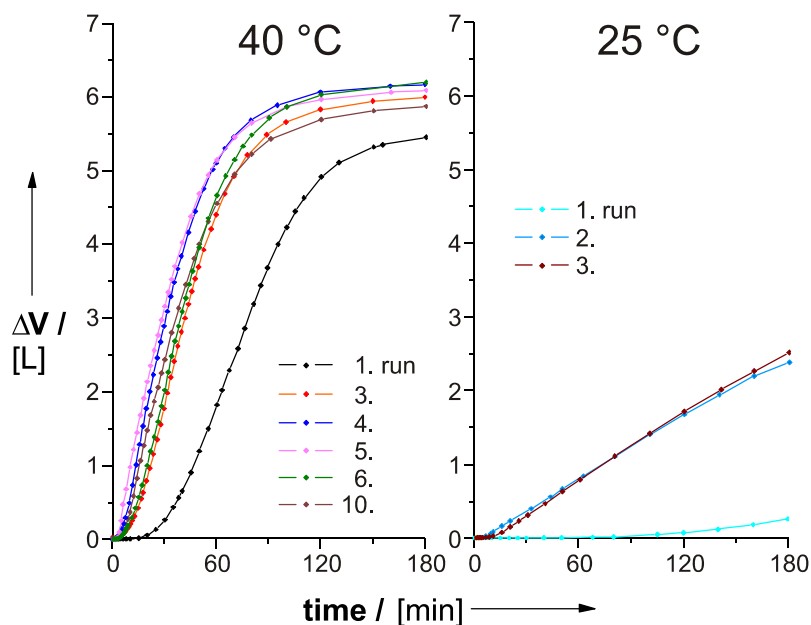


Abbildung 3: Recycle Versuche des Katalysatorsystems

Unsere Untersuchungen zeigen, dass Wasserstoff aus Ameisensäure ohne Reforming-Prozesse bei niedrigen Temperaturen erzeugt werden kann. Dies könnte z.B. für eine Anwendung in portablen elektronischen Geräten interessant sein. Konkret wird momentan in Zusammenarbeit mit der FH Stralsund ein Prototyp eines brennstoffzellengetriebenen Modellautos entwickelt, bei dem als Wasserstoffquelle Ameisensäure eingesetzt wird.

Referenzen

- [1] a) J. A. Turner, *Science* **2004**, 305, 972-974; b) N. Armaroli, V. Balzani, *Angew. Chem.* **2007**, 119, 52-67; *Angew. Chem. Int. Ed.* **2007**, 46, 52-66. c) J. O. M. Bockris, *Science* **1972**, 176, 1323; d) G. W. Crabtree, M. S. Dresselhaus, M. V. Buchanan, *Phys Today* **2004**, 57, 39-44; e) M. Ni, D. Y. C. Leung, M. K. H. Leung, *Int. J. Hydrogen Energy* **2007**, 32, 3238-3247; d) A. Haryanto, S. Fernando, N. Murali, S. Adhikari, *Energy Fuels* **2005**, 19, 2098-2106.
- [2] B. Loges, A. Boddien, H. Junge, M. Beller, *Angew. Chem.* **2008**, 120, 4026-4029; b) A. Boddien, B. Loges, H. Junge, M. Beller, *ChemSusChem* **2008**, 1, 751-758.
- [3] H. Junge, A. Boddien, F. Capitta, B. Loges, J.R. Noyes, S. Gladiali, M. Beller, *Tetrahedron Letters* **2009**, 50, 1603-1606.
- [4] B. Loges, A. Boddien, H. Junge, J. R. Noyes, W. Baumann, M. Beller, *Chem. Commun.* **2009**, 4185-4187.



Stromerzeuger auf der Basis von Flüssiggas
FH Stralsund November 2009

Entwicklung und Industrialisierung von SOFC-Systemen im Leistungsbereich von 0,5 bis 5 kW elektrischer Leistung für stationäre und mobile Anwendungen mit dem Ziel einer führenden Position im Markt.

Unsere SOFC-Systeme setzen den Maßstab bezüglich:

nachhaltiger Steigerung der Energieeffizienz und des Kundennutzens bei mobiler und stationärer Anwendung

sehr geringen Abgas- und Geräuschemissionen

einfachem und kostengünstigem Systemdesign

Wertschöpfung



H.C.Starck



**Pulver, Gläser,
SOFC-Zellen**

staxera:



**Joint venture für
SOFC-Stack Entwicklung**

Enerday
ENERGY FOR EVERY DAY



Enerday Fuel Cell Systems

Märkte für SOFC Energieeffizienzsysteme



**Off Grid
Power &
Comfort
Solutions
& APU's**



**microCHP
Systeme für
Einfamilien-
häuser**



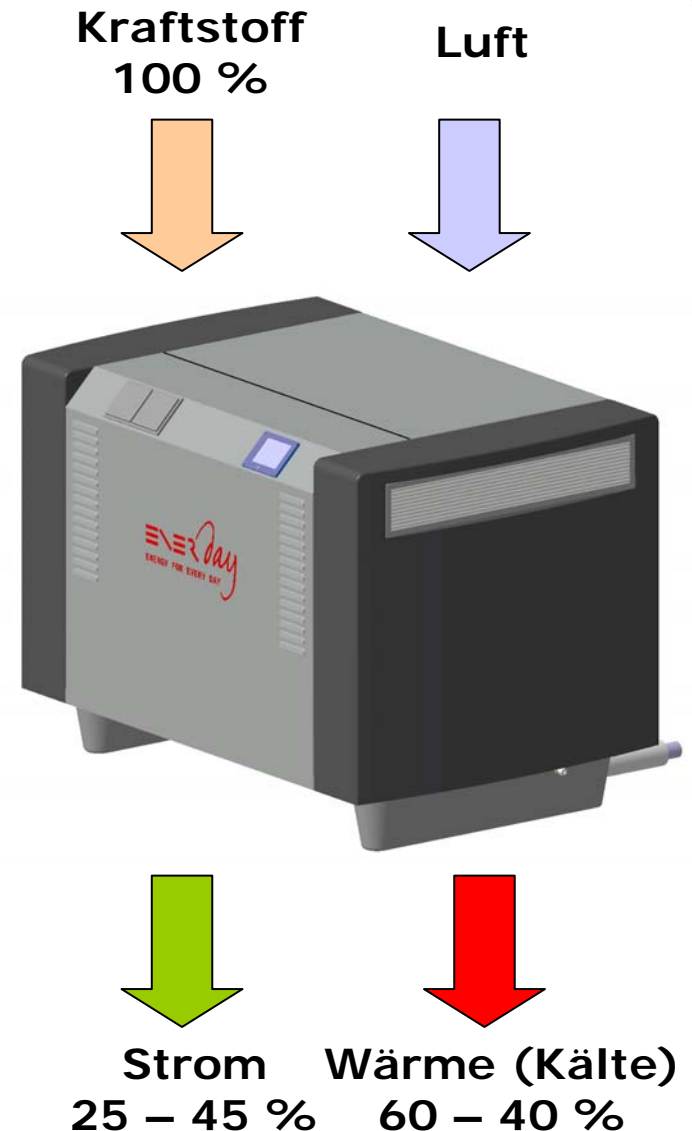
**Off Grid
Industrial
Power
Solutions**



Kundennutzen der Enerday-Technologie



- Hoher elektrischer Wirkungsgrad
(doppelt so hoch als vergleichbare Generatorlösungen)
- Sehr geringe Abgasemission
(vergleichbar Brennwerttechnik)
- Hochwertige Prozesswärme für KWK und KWKK
(damit hoher Nutzungsgrad)
- Reduzierung CO₂ Emission bis 40%
- Potenziell hohe Lebensdauer
(geringe Betriebskosten)
- Ideal für netzferne Stromversorgungs-lösungen





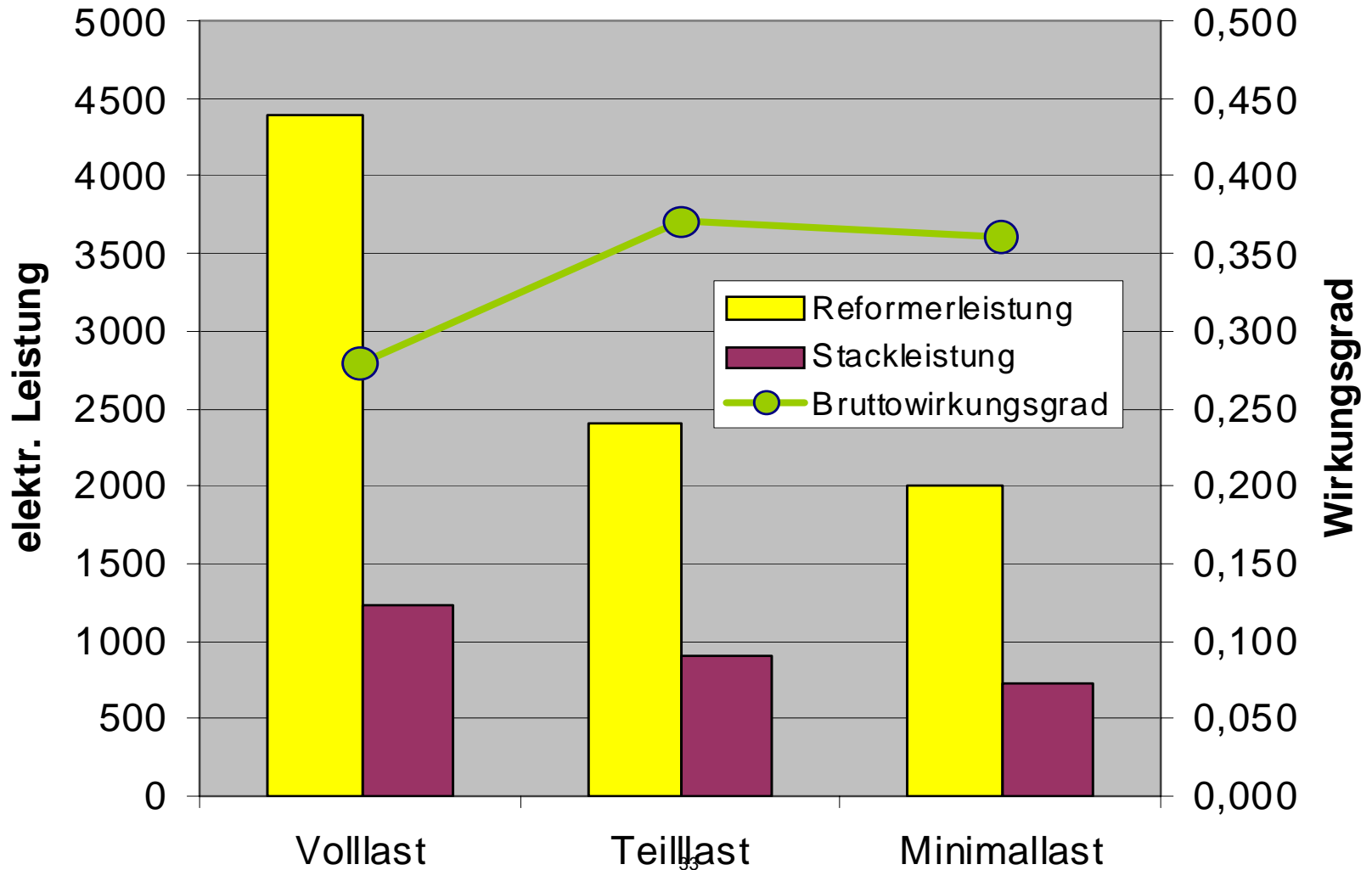
Eigenschaften System CHP4.x

- Erdgas aus Leitung (entschwefelt)
- Reformerleistung modulierbar 2-5 kW
- Regelkreise für Reformertemperatur, Nachbrennertemperatur und Stacktemperatur (Eintritt und Austritt)
- vollautomatischer Betrieb

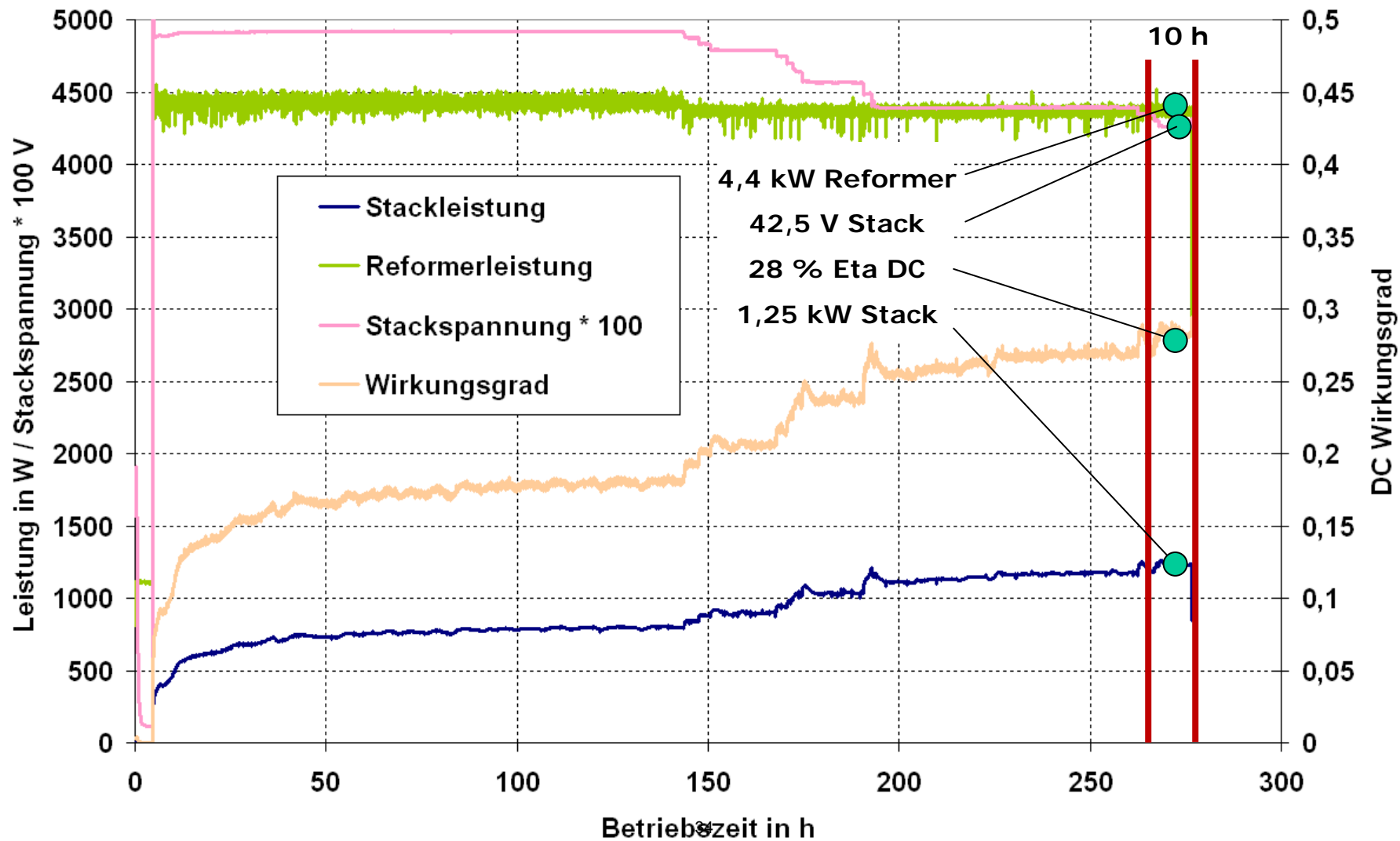
Kleinserie CHP 4.x bei Enerday gebaut



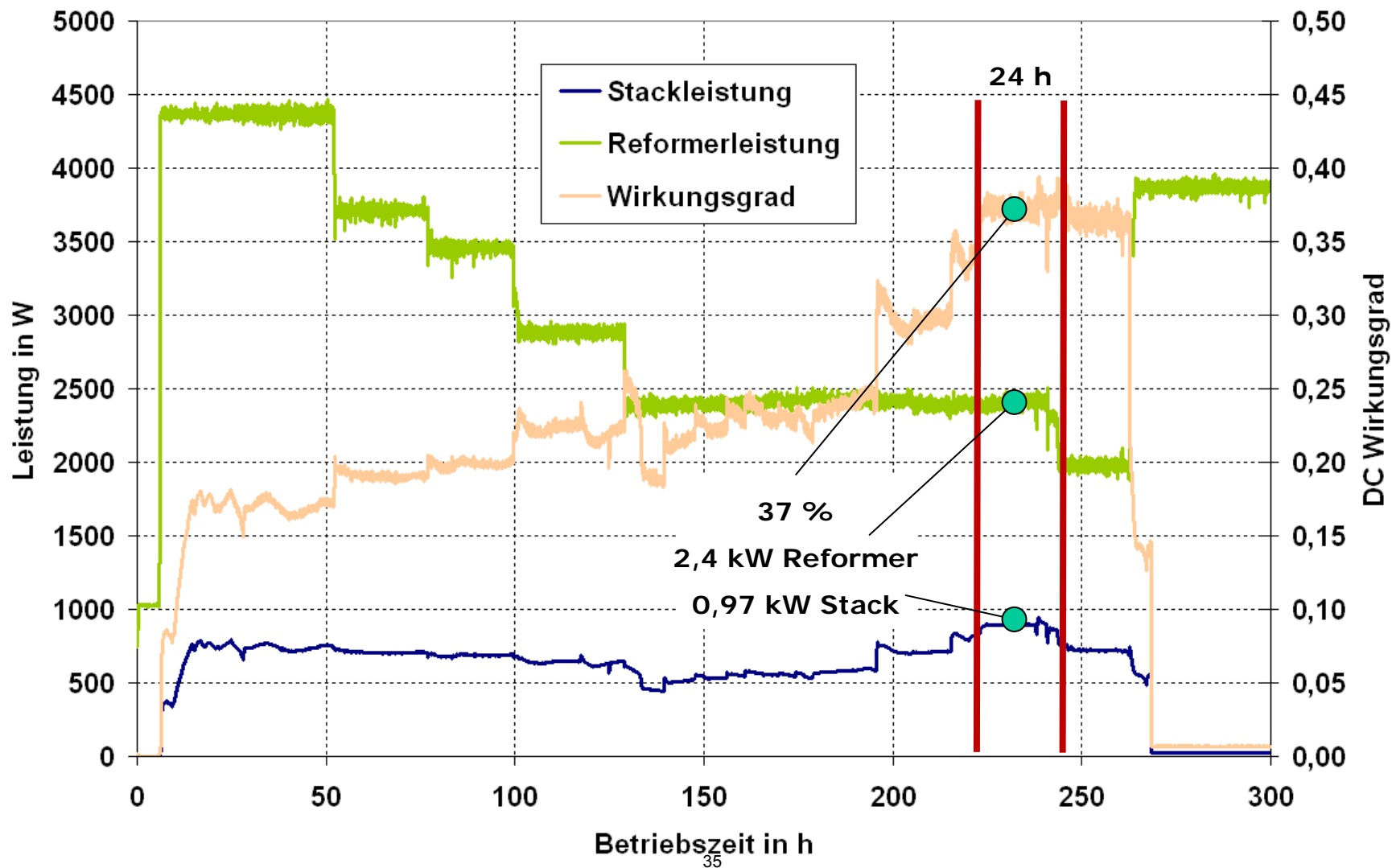
Ergebnis Systemtest Erdgassystem



Ergebnis Systemtest Erdgas (Volllast)



Ergebnis Systemtest Erdgas (Teillast)





Assessment of the influence of vapour parameters at turbine inlet on the effectiveness of operation of Supercritical Organic Rankine Cycle plant supplied with hot water

Borsukiewicz-Gozdur Aleksandra, Nowak Władysław

West Pomeranian University of Technology,
Chair of Heat Engineering, al. Piastów 19, 70-310 Szczecin, Poland
e-mail: aborsukiewicz@zut.edu.pl

Abstract

A water boiler usually serves for supplying heating networks. Carried out were also analyses on the possibility of supply of such systems with low-temperature energy from the power plant. In the latter case usually the organic fluid driven power plants with a subcritical ORC are used.

Alternative to the solution of such power plant can be a plant with supercritical parameters of vapour with adequately selected working fluid in the cycle.

In the scope of the paper presented is a schematic of such installation together with the principles of operations as well as the algorithm for calculations of a power plant with supercritical parameters of vapour. Conducted has been analysis on the influence of working fluid live vapour parameters on the effectiveness of operation of the power plant at the assumption that the plant is supplied with water with temperature of 110°C heated by the biomass fired water boiler with nominal capacity of 600kW. An attempt has also been made to compare the plant with supercritical parameters with a corresponding subcritical ORC at the assumption of comparable conditions of heat supply and removal from the system. Obtained results enable to anonymously conclude, that implementation of a plant with supercritical parameters in a low-temperature cycle power plant permit to obtain significantly higher values of both the efficiency and power.

1. Introduction

Flow rate of energy with low and medium temperature can be used for supplying or co-supplying thermal plants or power plants. In the latter case usually the plants with organic working fluids working under subcritical conditions, i.e. so called ORC [1,2,3] are used. Alternative to such solution of a power plant can be a plant working with supercritical parameters supplied with heat from water heated in a biomass-fired water boiler. Power plants working with supercritical parameters are more and more often used in conventional thermal engineering. In the case of a power plant with low temperature parameters the authors of the present paper found a single scientific contribution regarding implementation of supercritical CO₂ in a research power plant supplied with geothermal heat in Oradea in Romania. In the paper [4] carried out was the analysis on the effectiveness of application of organic fluids such as propane, R125, R134a as working fluids in the power plant supplied with heat from geothermal water having temperature of 229.4°C.

In the scope of the present paper analysis of the possibility of application of the fluid R218 in a supercritical pressure power plant cycle has been accomplished and the results have been compared with those for the subcritical cycle plant operating under comparable conditions of heat supply and removal.

2. Description of installation and principle of operation of the power plant

Schematic of installation of the power plant with supercritical parameters of the organic working fluid at turbine inlet supplied with energy of hot water has been presented in fig. 1. The cycle works according to the comparative Clausius-Rankine cycle, consisting of two isobars and two isentropes. The sequence of thermodynamical processes realized in the power plant cycle in T-s diagram has been presented in fig. 2.

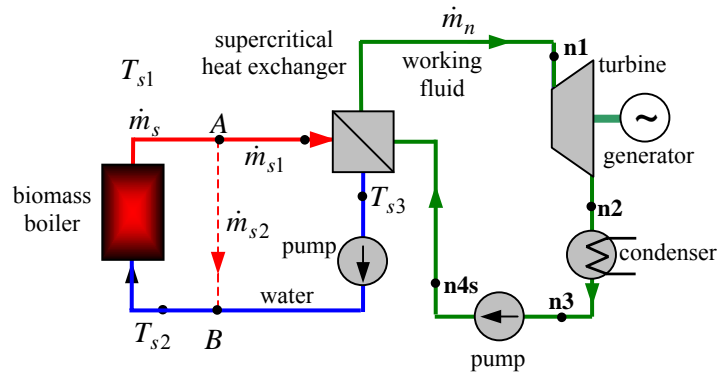


Fig. 1. Schematic of the power plant with supercritical parameters supplied with heat from hot water

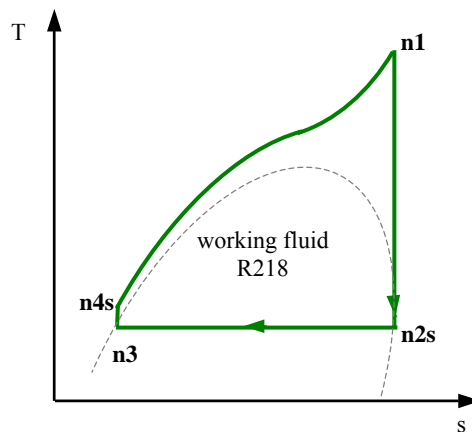


Fig. 2. Sequence of thermodynamical processes in a power plant with supercritical parameters working according to the C-R cycle

The installation under scrutiny consists of the following devices:

- Steam turbine driving the generator, where the isentropic process $n1-n2s$ of expansion is accomplished;
- Condenser of organic fluid, where the process $n2s-n3$ of isobaric heat removal is completed;
- Circulation pump, where the process of isentropic compression $n3-n4s$ is realized from the pressure $p_{n2s}=p_{n3}$ to the pressure p_{n4s} ;
- Counter-flow, adiabatic heat exchanger, where isobaric process $n4s-n1$ of transfer of heat from hot water to the organic fluid is executed.
- Boiler supplied with biomass, producing hot water with temperature $T_{s1}=110^{\circ}\text{C}$.

The boiler supplied with biomass serves as the upper heat source in the power plant. The hot water produced there with temperature $T_{s1}=110^{\circ}\text{C}$ supplies the heat exchanger. Transfer of heat in the exchanger takes place at the pressure $p_{n4s}=p_{n1}$, which is adequately higher than the critical pressure of working fluid p_{cr} – and hence in the further part of the paper it will be named a supercritical heat exchanger. Produced vapour of organic fluid with supercritical parameters ($p_{n1}>p_{cr}$ and $T_{n1}>T_{cr}$) in such a countercurrent heat exchanger is directed to the turbine, where it is isentropically expanded driving the electricity generator. For all fluids the same condensation temperature has been assumed $T_{n2s}=30^{\circ}\text{C}$ whereas the rate of heat of condensation removed to surroundings was accomplished using the rate of heat of air or other cooling substance.

In the first stage of investigations carried out was the analysis of the influence of pressure and live vapour temperature (at turbine inlet) at constant entropy s_{n1} on the effectiveness of power plant operation. The value of entropy has been assumed in such a way as to ensure that the process of expansion will occur entirely in the superheated vapour region or on a vapour saturation line as presented in fig. 2.

Calculations have been accomplished for the fluid R218 and the major criterion for selection of that fluid were adequately low values of critical parameters.

3. Algorithm of calculations

Particular specific values characterising the comparative C-R cycle can be determined from the relations presented below

- Specific isentropic technical work of expansion l_{t1-2s}

$$l_{1-2s} = h_{n1} - h_{n2s} \quad (1)$$

- Specific rate of removed heat in the condenser q_{2s-3}

$$q_{2s-3} = h_{n2s} - h_{n3} \quad (2)$$

- Specific technical work of pumping l_{t3-4s}

$$l_{4s-3} = h_{n4s} - h_{n3} \quad (3)$$

- Specific rate of supplied heat q_{4s-1}

$$q_{4s-1} = h_{n1} - h_{n4s} \quad (4)$$

In the above definitions it was assumed that the process of expansion in the turbine and pumping in the pump are executed isentropically.

On the basis of above relations the specific work of the cycle can be determined

$$l_{ob} = l_t - l_p \quad (5)$$

where:

$$l_t = l_{1-2s} \cdot \eta_i \cdot \eta_m \cdot \eta_g \quad (6)$$

$$l_p = \frac{l_{4s-3}}{\eta_p} \quad (7)$$

Values of particular efficiencies, which consider the process irreversibility, assumed in calculations have been collected in Table 1 where the thermal and calorific parameters of state for working fluids have been taken from the Refprop 7.0 data base [5].

Thermal efficiency of the cycle η_{ob} has been determined in line with the relation (8)

$$\eta_{ob} = \frac{l_{ob}}{q_{4s-1}} \quad (8)$$

whereas the electrical power of the power plant from expression (9)

$$N_{el} = \dot{m}_n l_{ob} \quad (9)$$

In order to determine the power of the power plant N_{el} the value of working fluid mass flow rate \dot{m}_n in the supercritical cycle has to be determined, which has been calculated from energy balance equation for the supercritical heat exchanger

$$\dot{m}_n = \dot{m}_{s1} \frac{h_{s1} - h_{s2}}{h_{n1} - h_{n4s}} \quad (10)$$

In calculations for the supercritical heat exchangers neglected have been the pressure losses of fluids as well as the assumption was made that $\Delta T_{pp} = 5K$.

Due to the fact that temperature of return flow rate through the by-pass, denoted in fig. 1 with a dashed line, cannot be lower than $55^\circ C$, enables the control of that temperature. On the basis of conservation equations of mass and energy in the node B can be determined the mass flow rate \dot{m}_{s1}

$$\dot{m}_{s1} = \dot{m}_s \frac{h_{s1} - h_{s2}}{h_{s1} - h_{s3}} \quad (11)$$

Table 1 Presentation of efficiencies used in calculations of particular devices realising the supercritical ORC

turbine internall efficiency η_i	turbine mechanical efficiency η_m	generator efficiency η_g	pump efficiency η_p
0,87	0,85	0,93	0,78

4. Results of calculations

In the first stage of investigations analysed was the influence of temperature and pressure of live vapour of organic fluid on the effectiveness of power plant at constant value of entropy of that vapour, as presented in fig. 2.

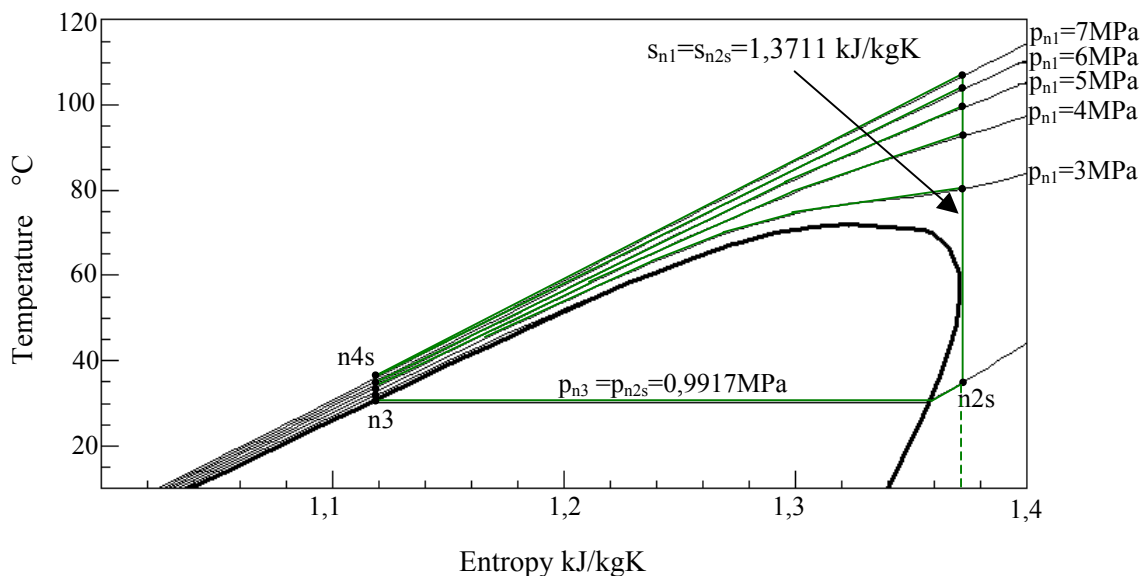


Fig. 2 Sequence of thermodynamical processes of supercritical cycle with R218 assuming a constant value of entropy of live vapour

It has been assumed that entropy of at point s_{n1} is $1,3711 \text{ kJ/kgK}$ and that value corresponds to a minimal value of entropy ensuring that the process of isentropic vapour expansion in turbine

will take place in the space of superheated vapour or on the saturated vapour line. Critical pressure for the R218 is 2,672 MPa and therefore calculations have been carried out for the values of pressure in the supercritical heat exchanger in the range from 3 to 7 MPa. Each value of pressure corresponds to another value of live vapour temperature.

Corresponding values of temperature and specific enthalpies in characteristic points of the cycle for R218 have been presented in Table 2. These values together with assumed parameters of network water (Table 3) serve as basis for subsequent calculations of efficiency, plant power and other parameters presented in Table 4.

Table 2 Values of temperatures and specific enthalpies for R218 in characteristic point of the cycle at the assumption $s_{n1}=1,3711$ kJ/kgK

p_{n1}	T_{n1}	h_{n1}	s_{n1}	p_{n2s}	T_{n2s}	h_{n2s}	T_{n3}	h_{n3}	s_{n3}	T_{n4s}	h_{n4s}
MPa	°C	kJ/kg	kJ.kgK	MPa	°C	kJ/kg	°C	kJ/kg	kJ.kgK	°C	kJ/kg
3	80,1	320,72	1,3711	0,9917	34,3	311,22	30,0	233,63	1,1153	32,9	235,18
4	92,4	322,45								32,7	235,93
5	99,1	323,81								33,5	236,68
6	103,3	325,02								34,3	237,42
7	106,4	326,15								35,0	238,16

Table 3 Values of temperature, specific enthalpies and mass flow rates for a network water

p_{n1}	T_{s1}	h_{s1}	T_{s2}	h_{s2}	T_{s3}	h_{s3}	\dot{m}_s	\dot{m}_{s1}	\dot{m}_{s2}
MPa	°C	kJ/kg	°C	kJ/kg	°C	kJ/kg	kg/s	kg/s	kg/s
3	110	461,42	55	230,26	36,9	146,31	2,60	1,922	0,673
4					37,7	150,94		1,927	0,668
5					38,5	150,94		1,932	0,663
6					39,3	151,86		1,938	0,657
7					40,0	152,82		1,944	0,651

Table 4 Results of calculations of characteristic quantities of the power cycle

p_{n1}	\dot{m}_n	η_{ob}	N_{ob}
MPa	kg/s	%	kW
3	7,014	6,22	37,35
4	6,935	6,85	41,12
5	6,886	7,21	43,24
6	6,849	7,46	44,76
7	6,819	7,65	45,92

It can be concluded from the results of calculations presented in Table 4 that despite the increase of pumping power of organic fluid and reduction of working fluid flow rate both the thermal efficiency and power of the plant increase with raising pressure of live vapour. It stems also from the fact that the increase of power obtained in the turbine with increase of live vapour pressure is greater than the increase of pumping power, which is presented in fig. 4.

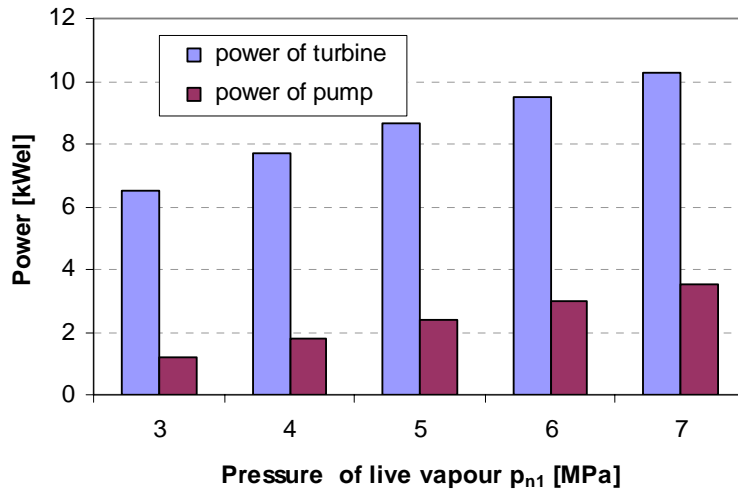


Fig. 4 Diagram of pump and electrical power generated in the power plant in function of pressure (and temperature) of live vapour.

In the second stage of works analysed was the influence of pressure and entropy change of live vapour at the assumption of constant temperature of that vapour equal to $T_{n1}=105^{\circ}\text{C}$. That has been presented in T,s diagram (fig. 5).

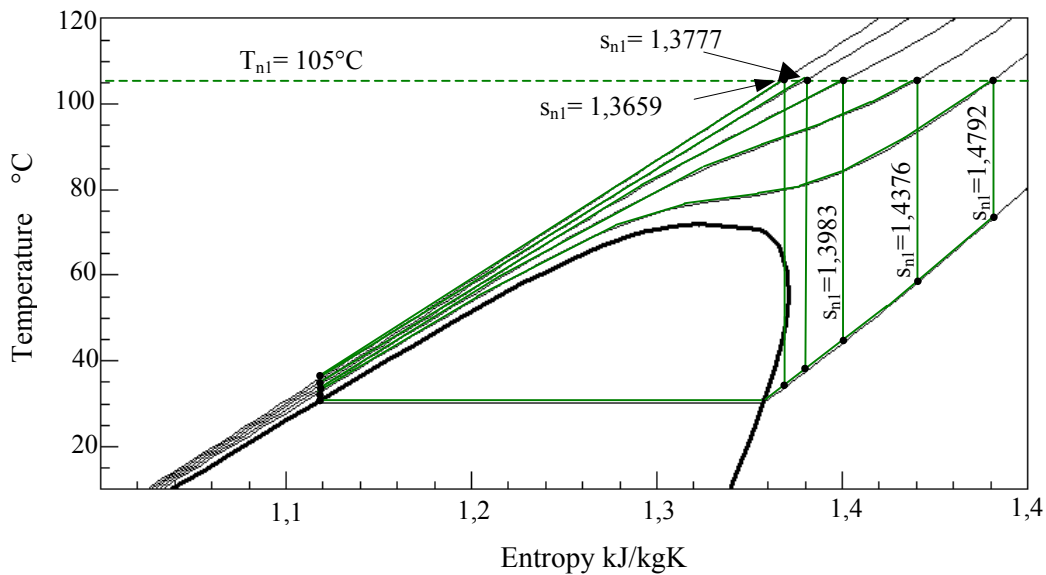


Fig. 5 Sequence of thermodynamical supercritical processes with application of R218 at the assumption of a constant value of live vapour temperature

The results of thermal and calorific parameters of state for that case have been presented in table 5.

Table 5 Values of temperatures, enthalpies and specific entropies for R218 in characteristic points of the cycle at the assumption $T_{n1}=105\text{ }^{\circ}\text{C}$

p_{n1}	T_{n1}	h_{n1}	s_{n1}	p_{n2s}	T_{n2s}	h_{n2s}	T_{n3}	h_{n3}	s_{n3}	T_{n4s}	h_{n4s}
MPa	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	kJ/kgK	MPa	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg	kJ/kgK	$^{\circ}\text{C}$	kJ/kg
3	105,0	360,05	1,4792	0,9917	34,3	311,22	30,0	233,63	1,1153	32,9	235,18
4		347,17	1,4376							32,7	235,93
5		334,01	1,3983							33,5	236,68
6		327,53	1,3777							34,3	237,42
7		324,18	1,3659							35,0	238,16

In figure 5 presented is the diagram of distribution of thermal efficiency and electric power of the power plant in function of live vapour pressure.

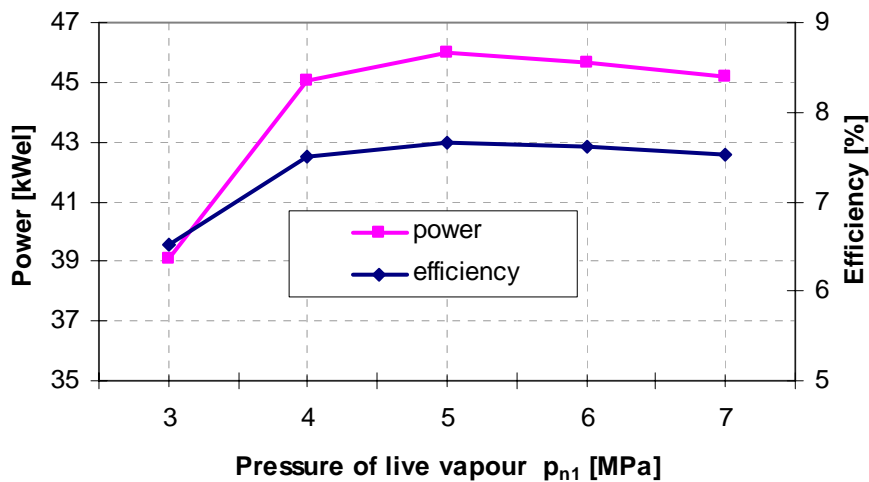


Fig. 5 Efficiency and electric power of the power plant in function of live vapour pressure

As results from the analysis of figure 5 both the efficiency and power indicate the maximum value for the vapour at turbine inlet with the pressure of 5MPa. It can also be noticed that increasing of live steam pressure contributes the positive effect only in a specific range whereas its further increase does not improve the effectiveness of power plant operation or can even worsen it.

5. Conclusions

In the frame of present work performed have been theoretical calculations of the power plant operating in line with the C-R cycle with supercritical parameters of vapour at turbine inlet. Organic fluid R218 has been used as the working fluid. Calculations have been accomplished of amongst the others the efficiency and power of a power plant with supercritical parameters. In the course of analysis of the influence of live vapour on the effectiveness of operation of the power plant it has been noticed that the best effects are achieved in the case when vapour has the highest possible temperature at the turbine inlet, which means only lower from the temperature of the heat carrier (network water) by assumed driving temperature difference. Additionally it has been concluded that optimization of live vapour pressure at the assumed constant value of its temperature indicates that in case of the fluid R218 the highest values of power and efficiency of the power plant have been attained for the pressure 5 MPa. Further

increase of pressure of inlet vapour to turbine does not influence the effectiveness of the power plant.

It has also been concluded that in the course of works on utilization of the energy of water with temperature 110°C in a subcritical ORC with R218 as working fluid [6], assuming comparable conditions of supplying and removal of energy to/from the power plant, that the subcritical cycle enables for attaining less positive effects than in the case of the power plant with supercritical parameters.

The efficiency of the subcritical power plant, in the case if the best case is 5.6% and the power is 33.6 kWel whereas in case of the supercritical cycle it is respectively 7,5% and 45kWel.

Bibliography

1. Borsukiewicz-Gozdur A., Nowak W.: Comparative analysis of natural and synthetic refrigerants in application to low temperature Clausius-Rankine Cycle, *Energy* 32 (2007), pp. 344-352.
2. Hettiarachchia H.D.M, Golubovica M., Woreka W.M., Yasuyuki I.: Optimum design criteria for an Organic Rankine cycle using low-temperature geothermal heat sources *Energy* 32, 2007, pp. 1698–1706.
3. DiPippo R.: *Geothermal Power Plants Principles, Applications and Case Studies*, Eds. Elsevier Advanced Technology, 2005.
4. Gu Z., Sato H.: Performance of supercritical cycles for geothermal binary design. *Energy Conversion and Management* 43, 2002, pp.961-971
5. REFPROP 7.0, National Institute of Standards and Technology, Standard Reference Database 23, Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties, US, 2002
6. Nowak W, Borsukiewicz-Gozdur A.: Unpublished paper of Chair of eat Engineering, West Pomeranian University of Technology, Szczecin, Poland, 2009

Plasmatechnologien für die Entwicklung von Brennstoffzellenkomponenten

Volker Brüser, Klaus-Dieter Weltmann

Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie INP Greifswald e. V.

Schlüsselwörter: Niedertemperaturplasmen, Plasmabeschichtung, Plasmaaktivierung, Plasmaätzen, Nafion, Bipolarplatten, Katalysatoren

Zusammenfassung: Die Plasmaoberflächentechnik wird in vielen Fällen bei der Entwicklung von Brennstoffzellenkomponenten eingesetzt. Dabei spielen vor allem Prozesse wie Ätzen, Vernetzen, Beschichten und Aktivieren eine besondere Rolle. Nach unterschiedlichen Plasmabehandlungen von Nafionfolien wurden Erhöhungen der Ionenleitfähigkeit oder eine Reduzierung des Methanol-Crossovers beobachtet, Bipolarplatten können mit einem Korrosionsschutz versehen oder für Mikrobrennstoffzellen mikrostrukturiert werden. Es werden Edelmetallkatalysatoren mittels Magnetronspattern abgeschieden oder edelmetallfreie Katalysatoren synthetisiert.

Summary: The plasma surface technology is employed in developments of fuel cell technology. Processes as for instance cleaning, etching, crosslinking, deposition and activation play an important role. Different plasma modifications of nafion surfaces lead to an enhancement of the ion conductivity or to a decrease of methanol crossover. Bipolar plates can be covered with a corrosion protection layer. Micro structuring of glassy carbon (GC) can be performed for micro fuel cells. Precious metal catalysts are deposited by means of magnetron sputtering but also non precious metal catalyst can be synthesized.

1. Einleitung

Die Plasmaoberflächentechnik bietet vielfältige Anwendungsmöglichkeiten bei der Entwicklung von Brennstoffzellenkomponenten. Grundsätzlich können mit dem Einsatz von Niedertemperaturplasmen u.a. folgende Prozesse für die Modifizierung von Oberflächen durchgeführt werden: Reinigen, Ätzen, Vernetzen, Beschichten, Aktivieren. Diese Oberflächenmodifizierungen spielen auch bei der Optimierung von funktionellen Komponenten in der Brennstoffzellentechnik eine zunehmende Rolle.

Im Folgenden sollen die Einsatzbereiche näher beschrieben werden.

2. Plasmaprozesse

2.1 Plasmaätzen

Aufräumen von Nafionfolien

Die Plasmabehandlungen werden dabei sowohl im Atmosphären- als auch im Niederdruckbereich mit inerten Gasen Ar, He oder mit reaktiven Gasen H₂, SF₆ durchgeführt. Nach Behandlungen von Nafionfolien bei Atmosphärendruck in Helium-Wasserstoff-Gasmischungen wurde eine erhöhte Rauigkeit der Oberfläche und bei Expositionszeiten von einer Minute eine Erhöhung der Stromdichte festgestellt [1]. Das Plasmaätzen von Nafionfolien und anschließendes Sputtern mit Palladium bzw. Platin verringert das Methanolcrossover [2, 3]. Die Protonenleitfähigkeit ändert sich dabei jedoch nicht [3]. Die mit Teflon angereicherte Nafionoberfläche wird beim Ätzen entfernt [4].

Mikrostrukturierungen für Mikrobrennstoffzellen

Reaktives Ionenätzen wird in Kombination mit der Laserablation bei der Mikrostrukturierung von Komponenten, z.B. Bipolarplatten, für Mikrobrennstoffzellen angewendet [5,6].

2.2 Vernetzen – Verringerung des Methanolcrossover

Die Behandlung von Polymeroberflächen in Argonplasmen unter milden Bedingungen führt zu einer Vernetzung der Polymermoleküle untereinander, wodurch eine erhöhte Barrierewirkung gegenüber der Permeation von Gasen oder Flüssigkeiten durch den Polymerwerkstoff eingeschränkt wird. Dieser Effekt kann zur Reduzierung des Methanol-Crossover durch Nafionmembrane ausgenutzt werden [7]. Weiterhin wurde dadurch auch die Benetzbarkeit der Nafionoberfläche erhöht. Jedoch verringerte sich gleichzeitig die Protonenleitfähigkeit. Der Kontakt zwischen der Elektrode und der Membran wurde beeinträchtigt.

2.3 Beschichten

Beschichten von metallischen Bipolarplatten

Bei PEM-Brennstoffzellen wurden viele Untersuchungen zu Beschichtungen von Bipolarplatten durchgeführt. Das Ziel bestand im Erzeugen einer korrosionsschützenden Wirkung, in der Erhöhung der elektrischen Leitfähigkeit oder in der Verkleinerung des Kontaktwiderstandes. Dabei kamen Verfahren wie Kathodenstrahl-Beschichtung, Magnetron-Sputtern oder PECVD (Plasma Enhanced Chemical Vapour Deposition) zum Einsatz.

So sind Bipolarplatten aus rostfreiem Stahl durch Beschichtungen mit CrN [8] CrAlN [9] DLC-Schichten (diamond-like carbon) [10] oder SnO₂:F [11] korrosionsschutz. Neben dem Korrosionsschutz wurde der Kontaktwiderstand an Beschichtungen mit Au, Ti, Zr, ZrN, ZrNb und ZrNAu untersucht [12]. Au-Beschichtungen ab 10 nm Schichtdicke zeigen einen optimalen Kontaktwiderstand und wirken gleichzeitig korrosionsschützend.

Elektroden- und Festelektrolytschichten für SOFC

Mit Hilfe von Magnetron-Sputterverfahren, reaktivem Sputtern und Plasma-Spraying häufig in Kombination mit Methoden wie Lithographie, verschiedenen nasschemischen Behandlungen und Wärmebehandlungen werden Elektroden- und Festelektrolytschichten für SOFCs erzeugt. Hierbei sollen optimierte Festelektrolyte mit hoher ionischer Leitfähigkeit und verbessertem Permeationsverhalten abgeschieden werden. La_{1-x}Sr_xCoO₃-Schichten ergeben gemischt leitende Dünnschichten als Kathoden in μ -SOFCs [13]. Gadoliniumdotiertes Ceriumoxid wurde mit ultradünnen YSZ-Schichten beschichtet und deren elektrische Eigenschaften impedanzspektroskopisch untersucht [14]. YSZ-Schichten mit einer Dicke von 300-1000 nm wurden auf La_{0,8}Sr_{0,2}MnO₃-Kathoden aufgetragen [15].

Beschichtung von PEM-Brennstoffzellenkomponenten mit Elektrokatalysatoren

Metallische Elektrokatalysatoren lassen sich durch Verfahren wie Magnetron-Sputtern auf Brennstoffzellenkomponenten auftragen. Durch eine Beschichtung einer Nafionfolie mit 0,05 mg/cm² Platin wurde eine Leistung von 563,75 mW/cm² erreicht [16]. Weiterhin wurden nanoskalige Platincluster auf Gasdiffusionslayer von MFCs mit einer Beladung von < 0,02 mg/cm² abgeschieden und dadurch eine 14-fach höhere Aktivität bezüglich der Methanol-oxidation im Vergleich zur Verwendung von kommerziell erhältlichen Katalysatoren erreicht [17].

2.4 Aktivierung – Benetzbarkeit

Plasmabehandlungen können je nach Prozessbedingungen die Benetzbarkeit von Oberflächen verbessern. Dieser Effekt ist für die Abscheidung von edelmetallhaltigen Katalysatoren aus

entsprechenden Lösungen auf kohlenstoffhaltigen Substraten von großem Nutzen [18]. Um Edelmetalle in möglichst feinverteilter Form auf dem Kohlenstoffträger abzuscheiden, muss dieser vorher nach herkömmlichen Verfahren durch eine mehrstündige nasschemische Behandlung aktiviert werden. Dieser Vorgang kann sehr effizient durch ein Plasmaverfahren mit einer Behandlungszeit im Minutenbereich ersetzt werden. So wurden nach einer Plasmaaktivierung eine Beladung von 45 % Pt für die Kathode und 40 % Pt/Ru für die Anode erreicht.

2.5 Synthesen von Kathodenkatalysatoren

Bei der Synthese edelmetallfreier Kathodenkatalysatoren für Brennstoffzellen des Typs PEM-BZ (Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle) spielen ebenfalls Plasmaprozesse eine zunehmende Rolle [20-23]. Hier führten Plasmabehandlungen gegenüber thermischen Verfahren zur Aktivierung und Fixierung der metallorganischen Verbindungen auf einem kohlenstoffhaltigen Träger in vielen Fällen zu einer höheren Leistungsfähigkeit der Brennstoffzellen. Die Vorteile der plasmachemischen Verfahren liegen in dem bereits erwähnten geringen Wärmeeintrag. Dadurch können störende Prozesse wie Sublimation oder unerwünschtes Kristallwachstum vermieden werden. Die Plasmabehandlung bewirkt nur Veränderungen auf der Oberfläche der Substrate.

Edelmetallfreie Kathodenkatalysatoren werden u. a. bei Brennstoffzellen mit flüssigen Reaktanten wie H₂O₂-Lösung als Oxidationsmittel eingesetzt. Sie beschleunigen weit weniger die Zersetzung des Wasserstoffperoxids als edelmetallhaltige Katalysatoren.

Die katalytische Aktivität des Katalysators konnte durch eine Oberflächenbehandlung mit Hilfe eines Hochfrequenz-Plasmas (HF-Plasma) im Niederdruckbereich deutlich gesteigert werden. Untersucht wurden Phthalocyanin- und Porphyrinverbindungen wie FePc (C₃₂H₁₆FeN₈), Eisen (II) Phthalocyanin bis(pyridin) (C₄₂H₂₆FeN₁₀), Phthalocyanin Eisen (III) monochlorid (C₃₂H₁₆ClFeN₈), 5,10,15,20-Tetrakis(penta-fluorophenyl)-21H,23H-porphyrin Eisen (III) chlorid (C₄₄H₈ClF₂₀FeN₄), Eisen (II), 1,2,3,4,8,9,10,11,15,16,17,18,22,23,24,25-hexadecachloro-29H,31H-phthalocyanin C₃₂Cl₁₆FeN₈, 5,10,15,20-Tetrakis(4-methoxy-phenyl)-21H,23H-porphyrin Eisen (III) chloride (C₄₈H₃₆ClFeN₄O₄) auf einem Kohlenstoffträger. Die Gemische wurden in systematischer Weise mittels verschiedener sauerstoff- oder stickstoffhaltiger HF-Plasmen modifiziert. Die Aktivität der Katalysatoren wurde mittels Zyklovoltammetrie untersucht. Die plasmabehandelten Katalysatoren zeigten Aktivitätssteigerungen um bis zu 130 % gegenüber dem unbehandelten Material.

3. Quellenangaben

- [1] J. H. Kim, J. Sohn, J. H. Cho, M. Y. Choi, I. G. Koo, W. M. Lee, Plasma Processes and Polymers, 5 (2008) 377-385
- [2] W. C. Cho, J. D. Kim, S. I. Woo, Journal of Power Sources, 96 (2001), 411-414
- [3] M. Wienecke, Fuel Cell Colloquium, Schwerin, 14. Sept. 2007, Vortrag
- [4] T. van Nguyen, M. V. Nguyen, K. J. Nordheden, W. S. He, Journal of the Electrochemical Society, 154 (2007) A1073-A1076
- [5] M. Kuhnke, T. Lippert, E. Ortelli, G. G. Scherer, A. Wokaun, Thin Solid Films, 453-54 (2004) 36-41
- [6] M. Kuhnke, T. Lippert, G. G. Scherer, A. Wokaun, Surface & Coatings Technology, 200 (2005) 730-733.
- [7] D. Ramdutt, C. Charles, J. Hudspeth, B. Ladewig, T. Gengenbach, R. Boswell, A. Dicks, P. Brault, Journal of Power Sources, 165 (2007) 41-48
- [8] N. D. Nam, J. G. Kim, Japanese Journal of Applied Physics, 47(2008) 6887-6890
- [9] A. Kayani, T. L. Buchanan, M. Kopczyk, C. Collins, J. Lucas, K. Lund, R. Hutchison, P. E. Gannon, M. C. Deibert, R. J. Smith, D. S. Choi, V. I. Gorokhovskiy, Surface & Coatings Technology, 201 (2008) 4460-4466

- [10] S. J. Lee, C. H. Huang, Y. P. Chen, *Journal of Materials Processing Technology*, 140 (2003) 688-693
- [11] H. L. Wang, J. A. Turner, X. N. Li, G. Teeter, *Journal of Power Sources*, 178(2008) 238-247
- [12] W. Yoon, X. Y. Huang, P. Fazzino, K. L. Reifsnider, M. A. Akkaoui, *Journal of Power Sources*, 179(2008) 265-273
- [13] A. B. Bieberle-Hutter, H. L. Tuller, *Journal of Electroceramics*, 16(2006) 151-157
- [14] C. Brahim, A. Ringuede, E. Gourba, M. Cassir, A. Billard, P. Briois, *Journal of Power Sources*, 156(2006) 45-49
- [15] C. Brahim, A. Ringuede, M. Cassir, M. Putkonen, L. Niinisto, *Applied Surface Science*, 253(2007) 3962-3968
- [16] L. Akyalcin, S. Kaytakoglu, *Journal of Power Sources*, 180(2008) 767-772
- [17] M. Alvisi, G. Galtieri, L. Giorgi, R. Giorgi, E. Serra, M. A. Signore, *Surface & Coatings Technology*, 200(2005) 1325-1329
- [18] S. Ruffmann, HIAT gGmbH, 93. Bunsenkolloquium Schloss Schwerin, 28.06.2005, Vortrag
- [19] T. Röpke, HIAT gGmbH, mündliche Mitteilung
- [20] V. Brüser, N. Savastenko, A. Schmuhl, H. Junge, I. Herrmann, P. Bogdanoff and K. Schroeder, *Plasma Processes and Polymers*, 4 (2007) S94-S98.
- [21] I. Herrmann, V. Brüser, S. Fiechter, H. Kersten and P. Bogdanoff, *Journal of Electrochemical Society*, 152 (2005) A2179-A2185.
- [22] N.A. Savastenko, V. Brüser, M. Brüser, K. Anklam, S. Kutschera, H. Steffen and A. Schmuhl, *J. Power Sources*, 165 (2007) 24-33
- [23] F. Harnisch, N. A. Savastenko, F. Zhao, H. Steffen, V. Brüser, U. Schröder, *Journal of Power Sources*, 193 (2009) 86–92

“Wärme und Kälte aus der Sonne - Große Solarwärmeanlagen“

CO₂-neutrale Wärme- und Kälteversorgung des Industriedenkmals einer großen Brauerei in Dessau mit Sonnenwärme und Biomasse innerhalb des Bundesforschungsprogramms Solarthermie2000plus

Dipl.-Ing. Jürgen Bühl
TU Ilmenau
PF 10 05 65, 98684 Ilmenau
Tel.: +49(0)3677 / 691827, Fax: +49(0)3677 / 691827
E-Mail: juergen.buehl@tu-ilmenau.de

1 Kurzfassung

Im Rahmen der Umgestaltung einer ehemaligen großen Brauerei in Dessau wurde ein Konzept zur CO₂-neutrale Wärme- und Kälteversorgung mit Sonnenwärme und Biomasse entwickelt und befindet sich zur Zeit in der Umsetzung.

Im Ergebnis der Umsetzung wird ein solarer Deckungsgrad von ca. 32 % des Jahresenergiebedarfs für Heizung und Klimatisierung erwartet.

Durch TRNSYS-Simulationen¹⁰⁾ wurden die Planungsansätze optimiert.

Im Ergebnis der Simulationen ist die Erreichung des erwarteten solaren Deckungsgrades bei Einhaltung / Einstellung der Randbedingungen bestätigt wurden.

2 Einleitung

Die deutsche Bundesregierung verfolgt ambitionierte klima- und energiepolitische Ziele. Bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 40 % gesenkt werden. Neben einem effizienteren Umgang mit Energie stellt der Ausbau der erneuerbaren Energien hierbei die zentrale Säule dar.

Dabei weist die Solarthermie perspektivisch ausgezeichnete Wachstumspotentiale auf.

Bis zum Ende des Jahres 2005 waren weltweit thermische Sonnenkollektoren mit einer Leistung von 115 GW_{therm.}, entsprechend einer Kollektorfläche von 164 Mio. m² installiert (Deutschland: ca. 4.500 MW_{therm.}).

Die am dynamischsten wachsenden Märkte sind in China, Australien, Neuseeland sowie in Europa, wobei die durchschnittlichen Wachstumsraten in Europa bei 13 % liegen.

Damit wächst die Solarthermie zwischen fünf und zehnmal so schnell wie die Gesamtwirtschaft im Betrachtungszeitraum. Nur wenige andere Technologien weisen derartige Wachstumsraten auf.^{1) + 2)}

Gemäß der Leitstudie 2008 der Bundesregierung könnte der Beitrag der Solarthermie zur Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2050 auf 25 ... 30 % ansteigen.

Noch optimistischer stellen sich die Perspektiven aus Sicht der Europäischen Solarthermie-Technologie-Plattform (ESTTP) dar. Danach kann die Solarthermie 2030 bereits rund die Hälfte des gesamten Wärmebedarfs der EU decken.²⁾

Neue Anwendungen für Wärme und Kältespeicher erschließen sich u.a. durch solare Prozesswärmebereitstellung für die Anwendung im gewerblichen und industriellen Bereich, solare Klimatisierung von Gebäuden, solar unterstützte Wärmepumpensysteme und künftig solarthermische Stromerzeugung.

3 Ausgangssituation

Um 1900 entstand durch die Fusion der Dessauer Brauerei mit dem Berliner Schultheiss-Konzern die größte Lagerbierbrauerei der Welt. Ab Anfang der 90-er Jahre arbeitet die Brauerei nicht mehr. Seit Februar 1999 widmet sich der Brauhaus-Verein der schrittweisen Reaktivierung des "Industriedenkmals Brauerei Dessau". Die ehemalige Brauerei wird so zum lebendigen Ort der Stadtkultur.

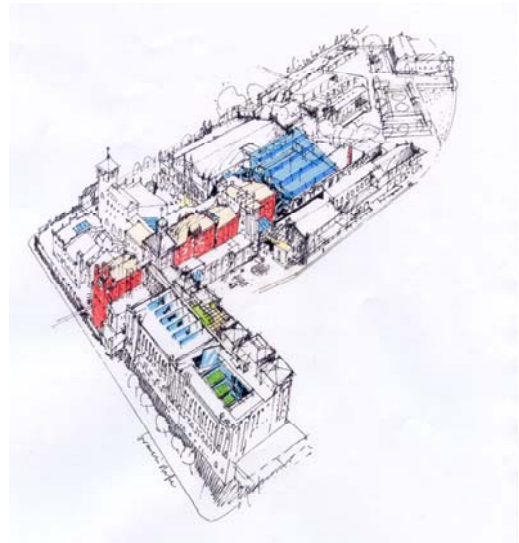


Abb. 01 Draufsicht Nutzungskonzept ehemalige Brauerei Dessau
(Quelle: Brauhaus-Verein Dessau e.V. 2003)

4 Das Konzept zur Wärme- / Kälteversorgung

Im Rahmen der Erneuerung der Wärmeversorgung wird zur Zeit ein zukunftsweisendes CO₂-neutrales Wärme- und Kälteversorgungskonzept in Dessau realisiert, das aus einer Kombination von Solarthermie- und Biomassenutzung besteht, wobei hier erschwerend hinzu kam, dass bedingt durch die denkmalgeschützte Bauhülle nur minimal wärmegeämmt werden konnte.

Um den CO₂-Eintrag in die Atmosphäre dennoch zu reduzieren, wurde die Umstellung der Heizungstechnik von Erdgas auf Solarwärme und Holz-Pellet-/ Holzhackschnitzelbetrieb vorbereitet.

Eine solarthermische Großanlage mit 500 m²-Kollektorfläche und zwei Holzpelletkesseln mit 540 kW und 390 kW Wärmeleistung sind das Herzstück der neuen Wärmeversorgung, die so ausgelegt sind, dass sie auch Holzhackschnitzel mit einem Wassergehalt bis 50 % verbrennen können. Somit kann als Brennstoff auch von der Stadt Dessau preiswert geliefertes Landschaftspflegewald eingesetzt werden.



Zur CO₂-freien Wärme von der Sonne kommt hier dazu das Heizen mit Holz.

Das schont die Umwelt und sichert heimische Arbeitsplätze. Im Gegensatz zur Verbrennung von fossilen Brennstoffen, z.B. Heizöl und Gas wird hier kein zusätzliches CO₂ frei gesetzt. Dies liefert einen Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasen und entlastet so die Umwelt (Klimaerwärmung).

Abb. 02 Biomassekessel-Kombination
(540 kW + 390 kW)
(Quelle: Foto J. Bühl Ilmenau
05/ 2008)

Die Planung der kompletten Wärme- und Kälteversorgungsanlagen erfolgt durch die Beratung und Planung für Energie- und Umwelttechnik Köthen GmbH. Im Ergebnis der durch die TU Ilmenau durchgeführten TRNSYS-Simulationen wird allein durch den Einsatz der Biomasse-Heizkessel eine Einsparung von 116 t/a an CO₂ erwartet. Insbesondere die sorgfältige Lagerung von Kunstgütern im Objekt stellt hohe Anforderungen an konstante Temperaturen und Luftfeuchtigkeit. Die Erzeugung von Klimakälte mit Sorptionstechnik gewinnt aktuell immer mehr an Bedeutung, da im Sommer (zur Zeit des Kältebedarfs) auch genügend Sonnenenergie für Klimatisierungszwecke zur Verfügung steht. Zu Planungsbeginn wurden zum thermischen Betreiben der Sorptionskühlung Luftkollektoren vorgesehen. Im Ergebnis der TRNSYS-Simulation¹⁰⁾ für das Kollektorfeld (500 m²- Nettokollektorfläche) zur Wärmeerzeugung für die solare Nahwärmeversorgung konnte nachgewiesen werden, dass durch diese ausreichend Solarwärme im Sommer zur Verfügung gestellt wird, um die Adsorptionskältemaschinen damit auch betreiben zu können. Die vorhandenen Absorptionskühleinheiten in den Lüftungsanlagen werden nach Absprache mit den Nutzern durch Adsorptionskühlung ersetzt.

Im Gegensatz zur Absorptionskältetechnik (wo ausschließlich flüssige Arbeitsstoffe umgepumpt werden) wird bei der Adsorptionstechnik das Prinzip der Feststoffsorption verwendet, d.h., hier wird ein fester Arbeitsstoff (Silikagel) eingesetzt. Silikagel / Wasser ist ein natürliches Kältemittel. Somit wird ohne Ozongefährdungs- und Treibhauspotential ein weiterer Beitrag zum Klimaschutz geleistet. Das Silikagel befindet sich in einem geschlossenen System, welches verschiedene Zyklen durchläuft. Wenn Wasser aufgenommen wird, entsteht Kälte, mit welcher das Kühlmedium für die Klimatisierung gekühlt wird. Das Adsorptionsmaterial wird thermisch regeneriert durch die höheren Temperaturen der thermischen Solaranlage, indem das aufgenommene Wasser wieder ausgetrieben wird und der Zyklus von neuem beginnen kann (periodischer Kreisprozess). Somit erfolgt auch die "Kälteerzeugung" und Heißwasser nicht konstant. Die konstruktive Ausführung der gewählten Adsorptionskältemaschine ermöglicht sehr kurze Zyklusdauern.



Abb. 03 Adsorptionskältemaschine ACS 15
(Quelle: SorTech AG 2009)

Durch Kombination von zwei Adsorberpaketen wird eine "quasi"-kontinuierliche Arbeitsweise erreicht, die durch periodische Temperaturschwankungen gekennzeichnet ist.

Ein Teil der durch die Solaranlage bereitgestellte thermische Antriebsenergie wird zusätzlich in einem Pufferspeicher als Arbeitsspeicher gespeichert. Durch einen im Gesamtsystem integrierten Kühlspeicher können die zyklusbedingten Temperaturschwankungen kompensiert werden. Eingesetzt werden zwei Adsorptionskälteanlagen ACS 15 der SorTech AG aus Halle mit einer Nennkälteleistung von jeweils 15 kW, die in Kaskadenschaltung betrieben werden (2 x 15 kW). Für zukünftige weitere Anwendungen ist die Kaskadenschaltung bis auf derzeit 60 kW erweiterbar.



Abb. 04 Einbau der insgesamt 6 GFK-Wärmespeicher in einem Teil der ehemaligen Kellergewölbe der Brauerei
(Quelle: Foto J. Bühl Ilmenau 08/2008)

Für die Systemkühltemperatur 10/15 °C sind Heizwasser-Vorlauftemperaturen von ca. 75 °C erforderlich. Die Rücklauftemperatur liegt durchschnittlich 6 K unter der Vorlauftemperatur. Die erforderliche Heizwasserleistung für 30 kW Kälte beträgt ca. 54 kW_{th}, wobei sich im Primärkreis (aufgrund der Trennung vom Nahwärmesystem mittels indirekter Fernwärmestation) Temperaturen von 80/74 °C einstellen.

Die sich einstellende Rücklauftemperatur (ca. 74 °C) wird durch die Einbindung eines Lüftungsgerätes im Archiv des im Objekt befindlichen Theaters in den Sommermonaten soweit abgekühlt, dass sich Rücklaufmischtemperaturen von ca. 60 °C einstellen.

In das Archiv wird über Lüftungsleitungskanäle warme Luft eingeblasen, um die bis zu 2 m dicken Wände langfristig im Temperaturniveau anzuheben, um damit Feuchtigkeitsauschlag zu vermeiden.

Die effektive Rückkühlung der Abwärme der Adsorptionskältemaschine (Regeneration) ist auf die Besonderheiten des Einsatzortes abgestimmt.

In der Regel bedeutet die Rückkühlung einen Verlust an Wärme- und Elektroenergie.

Hier wird dies jedoch in das Wärmegesamtsystem, bedingt durch die Gebäudekonfiguration, integriert: Die Rückkühlleistung für die beiden Adsorptionskältemaschinen beträgt ca. 84 kW.

Die Temperaturen der Rückkühlung liegen im Vorlauf bei 32 °C und im Rücklauf zwischen 20...15 °C. Im ersten Schritt erfolgt die Rückkühlung über Umluftheizregister in die Kellergewölbe der Brauerei, mit dem Ziel (wie auch im Theaterarchiv) das Temperaturniveau gleichmäßig anzuheben, wobei die zu temperierenden Kellergewölbe eine Durchschnittstemperatur von 8 ... 10 °C haben und das Raumvolumen ca. 4.000 m³ beträgt.

Im geplanten späteren Ausbau der Kellergewölbe soll dann die Umluftheizung durch eine Niedertemperatur-Wandheizung zur Rückkühlung ersetzt werden.

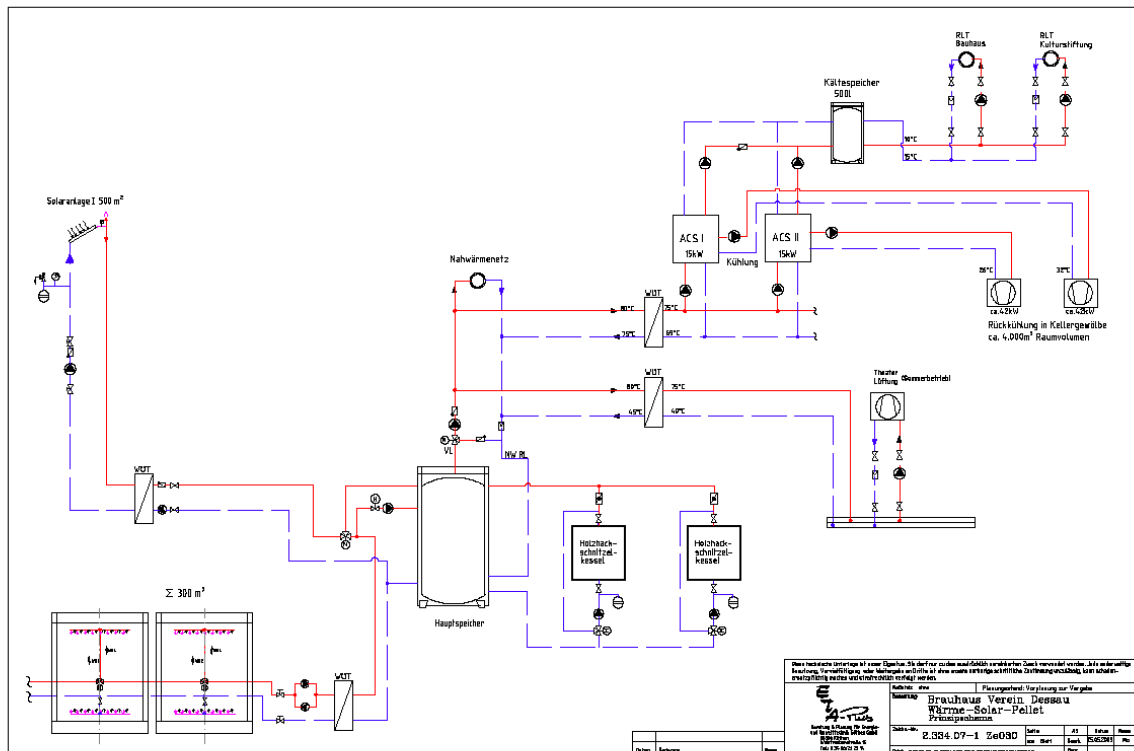


Abb. 05 Anlagenübersicht
 (Quelle: ETA-Plus Köthen 2009)

5 Realisierung / Ausführung / Erwartete Ergebnisse /Förderung

Die gesamte Anlage ist zur Zeit in Realisierung, Fertigstellung soll noch 2009 sein, wobei die Klimatisierung zuerst in Betrieb gehen soll.

Für das solare Heizen werden nachfolgende Ergebnisse nach Simulation erwartet:

Jahresheizenergiebedarf:	558.000 kWh
Kollektorfläche:	500 m ²
Kollektorneigung:	35 ° (bauseits bedingt)
Speichervolumen:	350 m ³
Last:	558.000 kWh
Einstrahlung in die Kollektorfläche E_{Koll} :	530.700 kWh
Energie aus den Solarspeichern Q_{Sp} :	126.200 kWh
Solarer Deckungsbeitrag D:	23,6 %
Solarer Systemnutzungsgrad η :	24,9 %

Die für den solaren Heizbetrieb optimale Kollektorneigung von 60° kann aus baulichen Gründen nicht realisiert werden. Die Simulationsergebnisse zeigen aber auch, dass der Minderertrag von – 2% keinen signifikanten Einfluss auf das erreichbare Ergebnis hat.

Unter Einrechnung des übers Jahr vorhandenen Warmwasserbedarfs und der solaren Klimatisierung im Sommer, bei der eine zeitliche Übereinstimmung zwischen Solarangebot und Wärmenachfrage besteht und die Wärmespeicher dadurch im Sommer regelmäßig zumindest teilweise entladen werden, ist das Erreichen des angestrebten Ziels von 32 % solarer (Gesamt-)Deckung zu erwarten.

Die Differenz aus Gesamtbedarf und solarer Heizungsdeckung wird durch eine Kombination zweier Biomassekessel mit einer Gesamtleistung von 930 kW gedeckt. Eine Besonderheit ist hierbei, dass als Brennstoff sowohl Holzpellets als auch Holzhackschnitzel zum Einsatz kommen können. Die Beschickungssysteme sind hierfür ausgelegt.

Die Wärme- und Kälteverteilung erfolgt über ein Nahwärmenetz mit insgesamt acht Anschlussstationen.

Die solare Klimatisierung erfolgt mit einer Kaskade aus zwei Adsorptionskälteanlagen mit einer Nennkälteleistung von jeweils 15 kW.

Für zukünftige weitere Anwendungen ist die Kaskadenschaltung bis auf derzeit 60 kW erweiterbar.

Für die effektive Rückkühlung der Abwärme der Adsorptionskältemaschine (Regeneration) wurde nach neuen Lösungen gesucht. Diese sind auf die Besonderheiten des Einsatzortes abgestimmt.

Betreiber und Errichter der Anlage ist der Brauhaus-Verein Dessau e.V.

Die Durchführung der Planungsarbeiten erfolgt durch die ETA-Plus Beratung und Planung für Energie- und Umwelttechnik Köthen GmbH.

Das Projekt wurde und wird durch die Projektgruppe Solarthermie2000plus an der TU Ilmenau (Institut für Thermo- und Fluidodynamik, Fachgebiet Thermo- und Magnetofluidodynamik, Leiter Prof. Thess) in der Vorbereitung und Realisierung unterstützt und wird mit einem mehrjährigen Messprogramm wissenschaftlich begleitet.

Das Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) fördert die Planung und Realisierung im Rahmen des Bundesforschungsprogramms Solarthermie2000plus bzw. als Bestandteil der Klimaschutzinitiative der Bundesregierung über den Projektträger Jülich (PT J) zu 80 %.

Quellenangabe / Literatur:

- 1) Weiss, W., Bergmann, I., Faninger, G.: Solar Heat Worldwide, Markets and Contribution to the Energy Supply 2004, IEA Solar Heating and Cooling Programme, March 2006
- 2) Werner, W. Koordination, AEE INTEC, Gleisdorf, Dezember 2006
Technologie Plattform – Positionspapier /
Visionspapier der Europäischen Solarthermie Technologieplattform für die Nutzung der Solarthermie im Jahr 2030
- 3) Nick-Leptin, J., Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) "Solarthermie aus Sicht des BMU", 19. Symposium Thermische Solarenergie 06. –08. Mai 2009 Kloster Banz, Bad Staffelstein (Tagungsband S. 25 – 30)
- 4) Nitsch, J., "Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas" - Leitstudie 2008 - Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Oktober 2008
- 5) SorTech Adsorptionskältemaschine – Planungsanleitung ACS 08 / ACS 15
Version 1.9 Oktober 2008
- 6) "Auch die Sonne kann kühlen - Ein Überblick über Sorptionskältemaschinen kleiner Leistung", Erneuerbare Energien Juni 2008, U. Jakob, SolarNext AG Rimsting
- 7) BRAUHAUSSTUDIE 2003 – Nutzungskonzept für die Revitalisierung des unter Denkmalschutz stehenden Areals der ehemaligen Schultheiss Brauerei Dessau
- 8) Energiekonzept "Solare Nahwärmeversorgung mit Unterstützung pelletbetriebener Heizkessel und solarer Klimakälte für das unter Denkmalschutz stehende Areal der ehemaligen Schultheiss-Brauerei Dessau" ETA-Plus Beratung und Planung für Energie- und Umwelttechnik Köthen GmbH März 2008
- 9) aktuelle Planungsunterlagen "Solares Nahwärmesystem zur Wärmeversorgung und Klimatisierung Industriedenkmal ehemalige Schultheiss-Brauerei Dessau – Bauablaufplan ETA-Plus Beratung und Planung für Energie- und Umwelttechnik Köthen GmbH Mai 2009
- 10) TRNSYS-Simulation Schultheiss-Brauerei Dessau zur Unterstützung der Planungsoptimierung / TU Ilmenau 2008 / 2009

Hinweis:

Das vorgestellte Projekt wird vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) über den Projektträger Jülich (PT J) gefördert (Förderkennzeichen 0329604 K). Der Autor dankt für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Anhang:

Dipl.-Ing. Jürgen Bühl



TU Ilmenau
PF 10 05 65
98684 Ilmenau
Tel. 03677/ 69 1827
Juergen.buehl@tu-ilmenau.de

DI Bühl ist Leiter der Arbeitsgruppe für Regenerative Energien und Umweltmesstechnik und Projektleiter einer Projektgruppe im Bundesforschungsprogramm Solarthermie2000/2000plus im Institut für Thermo- und Fluidodynamik an der TU Ilmenau

Ecuadorian strategic plans for R&D programs supported by SENACYT in Alternative Energy

M. D. Cazorla

Secretaria Nacional de Ciencia y Tecnología del Ecuador (SENACYT), Campus Las Peñas ESPOL Guayaquil

email: mcazorla@senacyt.gov.ec

Keywords: Renewable, Alternative, Plans, Energy.

Abstract: This work will present the strategic plan for the future development of the Science and technology in Ecuador. The main goals of Senacyt and its supportive plan for the scientific work and the incorporation of new technologies will be discussed briefly. Alternative Energies are ones of the main areas of studies and developments considered for the Ecuadorian government. To be prepared to face the energy needs in the near future, Senacyt has been supporting human preparation at Postgraduate levels in the best foreign Universities and research centers around the world. The support of well prepared Ecuadorian professionals will contribute surely to enhance the studies and development of renewable energies in Ecuador. Senacyt also count with the help of strategic partners worldwide.

INTRODUCTION

To be prepared to face the future, the Government of Ecuador has dedicated time and human effort to set the real situation of the Scientific Research and Technology in the nation. The next step is related with the establishment of new policies and actions plans to allow the best result in a relatively short time. The Education at all levels was found no effective and full of problems. There is gap between the needs of the nation and the results obtained from the research work being done by the Universities. One of the solutions to this problem seems to be to incorporate new Professors to the Universities counting with a Ph. D. degree.

In this initiative, Ecuador has the National Secretary for Science and Technology of Ecuador (from now and on called SENACYT) as its executive branch to promote the high level preparation of new professionals through scholarships founded mainly by the Ecuadorian Government. Some other sources of awards coming from specific link cooperation programs held with a big number of Institutions around the world.

To count with experts in most of the development areas, Ecuador has considered the following strategic areas (Fig. 1):

- Energy
- Natural Resources
- Environment
- Technology Information
- Human Resources
- Sustainable Agriculture.

Each area covers a wide range of specializations and the idea is to follow multidisciplinary studies which result on the possible combinations between the main ones. As an example, the areas Energy and Natural Resources could be combined to get people specialized in Solar Photovoltaic, Solar Thermal, Wind Power, Wave, Tidal, etc.



Figure 1.- Strategic Areas plans for Scientific development in Ecuador

Senacyt controls the performance of quite different actors participating in the development of Science and Technology in Ecuador. There is not special distinction between the Private Sector or the Public one. Senacyt creates the necessary sceneries to join the work done in Labs with the Focused Area being served (figure 2).

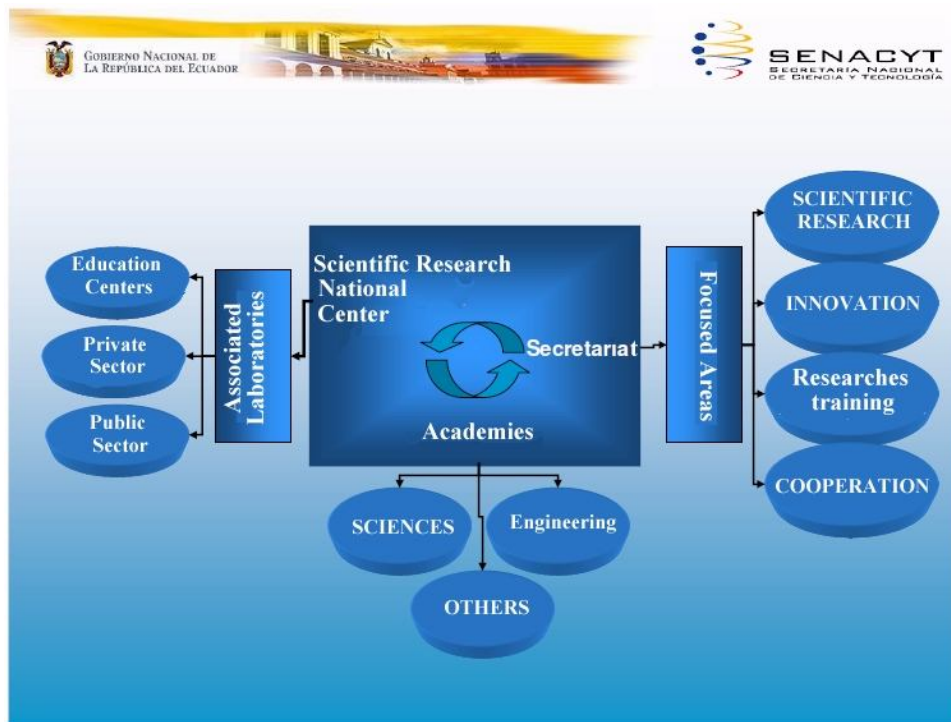


Figure 2.- Schematic view showing the links being supported by Senacyt to enhance the performance of Science and Technology

R&D Projects 2008 - 2010

Senacyt is funding 70 research projects distributed in different strategic areas shown in figure 1. The following tables show the funds distribution in Dollars for projects being developed during 2008 to 2010, and the scholarships being supported by this Organism since 2006.

Sector	Projects	Overall Amount	Given	%
Human being development	11	20.486.040,40	1.462.157	7%
Natural Resources	9	14.650.459,85	1.499.114	10%
Environment	10	12.450.459,13	2.283.157	18%
Technology Information	7	10.933.708,78	2.915.229	27%
Sustainable Agriculture	29	6.157.579,65	1.530.871	25%
Energy	4	2.250.283,00	634.171	28%
Total General	70	66.928.530,81	10.324.699	15%

Fuente: Dirección Técnica SENACYT XII-2008
Elaborado por Dirección Técnica SENACYT

scholarships 2006 - 2008

Programme	Overall amount	Paid	%
Becas Francia 2008	9.379.591	1.000.000	11%
Becas Abiertas 2008-2	3.289.000	305.326	9%
Becas 2007	2.831.000	520.571	18%
Becas Fullbright	2.000.000	600.000	30%
Becas 2006	1.399.345	990.000	71%
Programas de becas	1.272.000	109.500	9%
Becas Francia Embajada	91.217	30.000	33%
TOTAL:	20.170.936	3.525.398	15%

Fuente: Fortalecimiento SENACYT XII 2008
Elaborado por Fortalecimiento SENACYT

Table 1.- Research Projects and Scholarships supported by SENACYT 2008-2010

It is expected that with the approval of a new Law of Superior Education being discussed at the moment by the Ecuadorian Assembly, the number of granted student to follow postgraduates studies abroad will increase considerably. This is because, the new Law promotes strengthen the Science and Technology in the country.

CONCLUSIONS

In terms of the necessary development of the country, Ecuador has funded through SENACYT R&D programs in 6 strategic areas until now. Sustainable Agriculture has the biggest number of supported research projects and the projects in Energy the fewer amounts. Considering the global crisis consequences, this is a big effort of the nation in trying to get better days trough the science and technology works.

SENACYT is also supporting scholarship to follow postgraduate's studies abroad. The number of benefiteres has increased considerably since 2006 thanks to the help of other governments around the

world. DAAD from Germany has also showed its interest in support new scholarship for Ecuadorian fellows in the near future.

ACKNOWLEDGEMENTS

Professor Jochen Lehmann is thanked for his support to Ecuadorians in some different ways. SENACYT is also thanked for allow me to participate in this Symposium 2009 in the University of Stralsund, Germany.

REFERENCES

Senacyt. 2008. Evaluation report 2008. //http://www.senacyt.gov.ec//

Policies of Science and Technology 2008 -2010. //http://www.senacyt.gov.ec//

„Druckluft in Salzbergwerken – Langzeitstabilisierung und Energiespeicherung“

A. Dengel¹, T. Fliß²

¹Evonik New Energies GmbH, St. Johanner Straße 101-105, D-66115 Saarbrücken

²K-UTEC AG, Salt Technologies, Am Petersenschacht 7, D-99706 Sondershausen

Die Evonik New Energies GmbH führte gemeinsam mit dem Partner K-UTEC AG Salt Technologies das vom BMU geförderte Verbundvorhaben „Druckluftspeicher zur Energiespeicherung in stillgelegten Salzbergwerken und Stabilisierung der Grubenhohlräume“ durch.

Um eine sichere Energieversorgung basierend auf regenerativen Quellen zu gewährleisten, wird nach Möglichkeiten gesucht, die erzeugte und nicht verbrauchte elektrische Energie zu speichern und vorhandene Stromnetze mit ihrer gewachsenen Struktur zu stabilisieren.

Eine Alternative zu Pumpspeicherkraftwerken bieten Druckluftspeicherkraftwerke (CAES, Compressed Air Energy Storage). Nach der Einführung dieser Technik im Jahr 1978 (Huntorf) ist lediglich ein weiterer Speicher dieser Art gebaut worden (1991, McIntosh.)

Interessant wäre es aber nicht nur aus ökologischen Gründen, bereits vorhandene, nicht mehr genutzte Hohlräume für die Energiespeicherung heranzuziehen, sondern auch gleichzeitig einen Verwahreffekt und somit die Langzeitstandsicherheit dieser Grubengebäude zu erreichen. Hierfür bieten sich wegen der vorhandenen Abdichtungs- und Barrierehorizonte, der geografischen Lage und der Notwendigkeit der Langzeitsicherung stillgelegte Salzbergwerke an.

Deshalb wurde innerhalb dieses Projektes geprüft, inwieweit eine Energieeinspeicherung durch Luftdruckerhöhung innerhalb eines geotechnisch vertretbaren Druckbereiches in stillgelegten Grubengebäuden und einer folgenden bedarfsweisen schnellen Energierücklieferung durch Entspannen möglich ist und sekundär die Langzeitsicherung des Grubengebäudes effizient durch das hoch komprimierte Luftpolster gewährleistet wird.

Zur Dimensionierung einer solchen energietechnischen Anlage sind verschiedene Randparameter von entscheidender Bedeutung. Die Hohlraumgröße, der Stabilisierungsdruck, eine möglichst einfache Anschlussmöglichkeit an ein Hochspannungsnetz sowie ein Gasanschluss sind nur einige Randbedingungen, die überprüft werden müssen. Ein weiterer wesentlicher Faktor für die Wirtschaftlichkeit ist das Netzgebiet, in dem eine solche Anlage installiert werden soll.

1. Energiewirtschaftliche Betrachtungen

Vor dem Hintergrund eines möglichen Einsatzes des Druckluftspeicherkraftwerks im Bereich der Spitzenstromerzeugung sind verschiedene Betriebszenarien denkbar, ein wöchentlicher Betriebszyklus, ein täglicher Betriebszyklus oder eine Mischform aus beiden. Hierbei soll eine möglichst große Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis des Stroms zur Steigerung der Stromerlöse genutzt werden. Für diese Szenarien wurde die Preisentwicklung am Spotmarkt der EEX untersucht. Die Mittelwerte der jeweiligen Preise geben einen ersten Ansatzpunkt für die zu erwartende Differenz zwischen Kauf- und Verkaufspreis des Stroms.

Wie in Abbildung 1 zu erkennen ist, kommt es zu erheblichen Preisschwankungen im Verlauf eines Jahres. Deutlich zu erkennen im Verlauf des Peaks sind ebenfalls die Wochenendintervalle mit lokalen Minima. Ein ähnliches Bild zeigte sich auch bei einer täglichen Gegenüberstellung der Preise. Die Preisspannen beider Szenarien liegen in der gleichen Größenordnung.

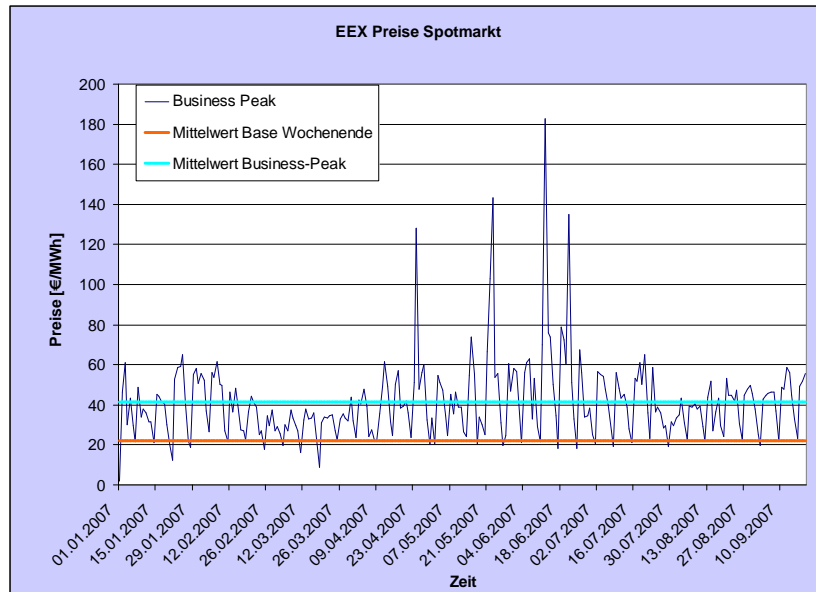


Abbildung 1: Preisentwicklung für wöchentlichen Betriebszyklus

Im Unterschied zum Spotmarkt wird am Terminmarkt Strom über einen längeren Zeitraum gehandelt. Zeitpunkt des Geschäftsabschlusses und Zeitpunkt der physischen Erfüllung des Geschäfts liegen zeitlich weit auseinander. Hier ergaben sich die zu erwartenden steigenden Strompreise mit der Zeit. Für die an dieser Stelle durchgeführte Betrachtung im Rahmen einer Machbarkeitsstudie spielt es keine Rolle, ob der Stromverkauf über OTC Verträge, am Spotmarkt oder Terminmarkt realisiert wird.

Ein weiteres Vermarktungsinstrument ist der Regelenergiemarkt. Üblicherweise partizipieren davon nur Netzbetreiber und Stromerzeuger. Er dient in erster Linie der Pflichterfüllung der Netzbetreiber, da sie ein stabiles Netz gewährleisten müssen. Die ÜNB setzen drei Arten von Regelleistung ein, und zwar die Primär-, die Sekundär- und die Minutenreserveleistung. Zusätzlich gibt es noch die Kraftwerksausfallreserve und die EEG-Ausgleichsenergie, auch Windreserve genannt. Für das Druckluftspeicherkraftwerk kommt im Regelenergiemarkt nur die Minutenreserve in Frage. Die Minutenreserveleistung dient einerseits zur Ablösung der Sekundärregelleistung, kann andererseits aber auch dafür verwendet werden, den Ausfall von technischen Einheiten in einer Regelzone innerhalb von 15 min abzudecken.

Druckluftspeicher sollen nicht nur die Preisdifferenz am Strommarkt ausnutzen, sondern auch zur Netzstabilität beitragen. Die Belastung des öffentlichen Netzes wird dadurch reduziert, dass der Strombezug zu Schwachlastzeiten und die Stromeinspeisung zu Starklastzeiten erfolgen. Druckluftspeicher erfüllen somit die Vorgaben einer atypischen Netznutzung.

2. Dimensionierung des Druckluftspeicherkraftwerkes

2.1. Einspeicherung der Luft - Verdichtung

Zur Befüllung des Speichers wurde planerisch eine Verdichteranlage der Firma MAN Turbo AG, bestehend aus einem Nieder- und Hochdruckteil, herangezogen. Mit den Kompressoren wird ein konstanter Luftmassenstrom von 35 kg/s gefördert. Die benötigte elektrische Leistung für die Verdichtung ist vom Betriebsfall abhängig und liegt im Bereich zwischen 13 -17 MW.

Als unterer Speicherdruck wird 30 bar gewählt, da für die Stabilisierung der Grubenhöhlräume ein Mindestkissendruck von 20 bar erforderlich ist. Der maximale Druck von 60 bar wird durch die Leistungsfähigkeit der Kompressoren festgelegt.

Alle betrachteten Kompressorvarianten verfügen über Kondensatabscheider, die bei den Zwischenkühlungen das kondensierende Wasser abscheiden. Die komprimierte Luft der Kompressoraustrittsseite ist bei einem Enddruck von $p = 60$ bar mit einer relativen Feuchte von $\varphi = 0,04$ praktisch trocken. Durch das Abkühlen der Druckluft im Speicher steigt jedoch die relative Feuchte in Richtung 100 % an. Da zur Langzeitstabilisierung der Grubenbauten kein freies Wasser eingetragen werden darf, ist die maximale relative Feuchte auf 40 % zu begrenzen. Bei der Entfeuchtung der verdichteten Luft wurde planerisch davon ausgegangen, dass die Temperatur nach der Verdichtung auf 10 °C bzw. 20 °C abgesenkt werden kann. Abbildung 2 beschreibt, welche relative Feuchtigkeit, bezogen auf die Temperatur, eingehalten werden kann, wenn eine Nachkühlung erfolgt.

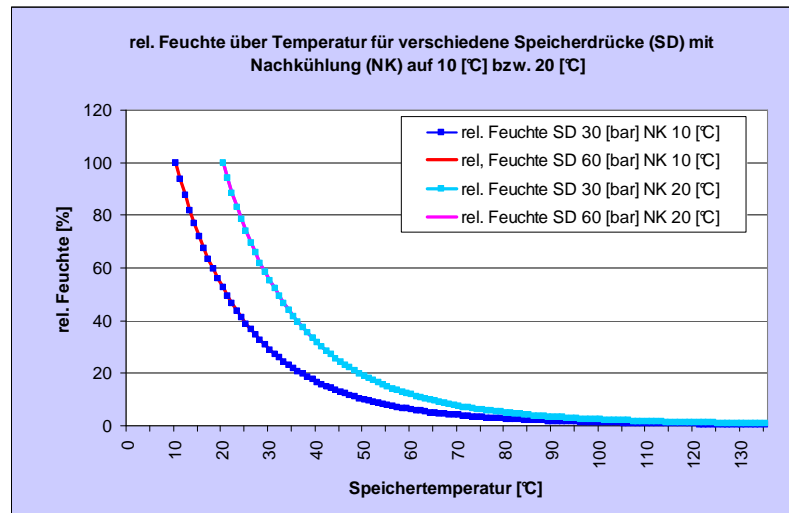


Abbildung 2: relative Feuchte über Speichertemperatur für ausgewählte Drücke mit Nachkühlung auf 10 [°C] bzw. 20 [°C]

Um eine relative Feuchte im Speicher von etwa 40 % zu realisieren, muss die Luft auf etwa 10 °C nachgekühlt werden. Hieraus resultiert eine Kühlleistung von mehr als 4,3 MW. Zusätzlich zu der Kühlleistung für die Entfeuchtung muss noch ein Wärmestrom von der Verdichtungsanlage abgeführt werden. Die Kompressoren werden dabei mit Kühlwasser gespeist und erfordern eine Kühlleistung von 13,9 MW.

Zur Erstbefüllung muss ein geringerer Druck aufgebaut werden als im Betriebsfall. Dieser Druck von 25 bar_A resultiert aus dem Eingangsdruck für die entsprechende Entspannungstechnologie. Außerdem wird zur Stabilisierung ein Kissendruck von größer 20 bar_A gefordert. Untersucht werden Hohlräume von 50.000 m³ bis zu 1.500.000 m³. Die Befüllzeit steigt aufgrund des nahezu konstanten Massenstroms des Verdichters für verschiedene Volumina linear an. Zudem lässt sich die Erstbefüllung innerhalb eines angemessenen Zeitraums durchführen. Aus den elektrischen Arbeiten für die unterschiedlichen Volumina können unter Einbeziehung der sonstigen Betriebskosten die Befüllkosten berechnet werden. Sie belaufen sich für die untersuchten Volumina zwischen 25 T€ und 275 T€ und werden als einmalige Investition in die Vollkostenrechnung einbezogen.

In Abbildung 3 ist der Verdichtungsprozess mit der nachgeschalteten Kühlung dargestellt.

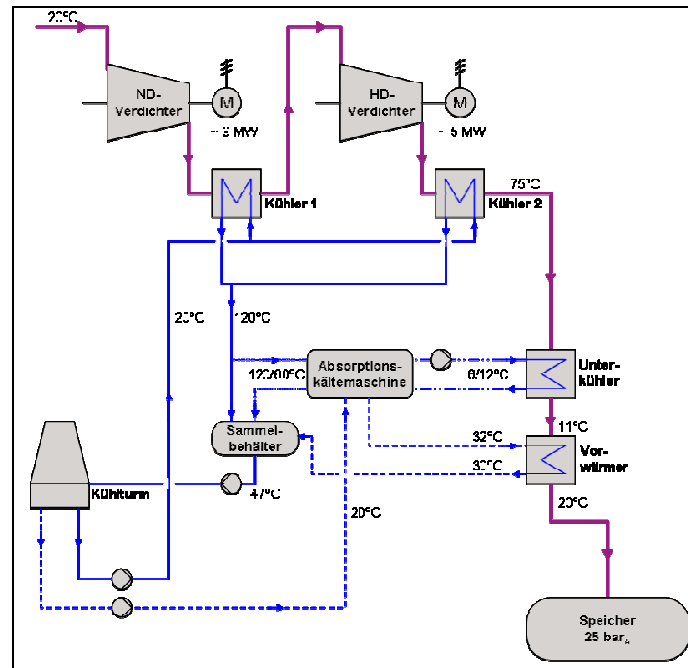


Abbildung 3: Verdichtungskonzept

2.2. Auswahl der optimalen Entspannungstechnologie

Zur Entspannung der Druckluft stehen am Markt verschiedene Technologien zur Verfügung.

Prinzipiell wäre eine modifizierte Gasturbine von ihrer Charakteristik für diese Anwendung passend. Ähnlich wie bei konventionellen Anwendungen dieser Turbinenart wird komprimierte Luft unter Zufuhr von Wärme entspannt. Um in einem Druckluftspeicherkraftwerk eingesetzt werden zu können, sind an einer konventionellen Gasturbine verschiedene Änderungen notwendig.

Expansionsturbinen sind im Gegensatz zu der modifizierten Gasturbine am Markt verfügbar. Diese sind allerdings durch verschiedene Eingangsparameter in ihrem Einsatz begrenzt. Druckluftmotoren kommen mit geringen Eintrittstemperaturen von 100 °C aus. Dies hat zur Folge, dass erheblich weniger Brennstoff zur Aufwärmung benötigt wird. Es existiert allerdings kein Motor am Markt, der dasselbe Schluckvermögen wie eine Gas- oder Expansionsturbine hat. Aus diesem Grunde müssen für den gleichen Luftdurchsatz mehrere Motoren parallel geschaltet werden. Des Weiteren ist die produzierte elektrische Leistung um ein Vielfaches geringer.

Der Druckluftspeicher verfügt über ein konstantes Volumen, weshalb es bei einer Entnahme von Druckluft zu einer Absenkung des Drucks kommt. Aufgrund dieser Tatsache sind drei Betriebsvarianten für eine Expansionsmaschine denkbar. Beim Festdruckbetrieb wird die entnommene Druckluft durch ein Drosselventil auf das benötigte Niveau entspannt und die Expansion kann von einem konstanten Druck starten. Beim Gleitdruckbetrieb erfolgt keine Drosselung der Druckluft, was energetisch günstiger ist, allerdings höhere Umrüstkosten erfordert. Bei einer Mischung aus Fest- und Gleitdruckbetrieb können die Vorteile der beiden Varianten kombiniert werden. Für die kommende Betrachtung wird ein Festdruckbetrieb gewählt, da dieser im Vergleich zu dem Gleitdruckbetrieb den Vorteil eines konstanten Volumenstromes bei gleicher durchgesetzter Luftmasse aufweist.

Die Luft, die über eine Turbine oder einen Motor entspannt werden soll, hat bei der Entnahme aus dem Speicher eine Eintrittstemperatur von ca. 20 °C. Um Brennstoff zu sparen, ist eine Vorwärmung der Luft vorzusehen. Diese kann bei der modifizierten Gasturbine oder der Expansionsturbine z.B. mittels Rekuperator durchgeführt werden. Dabei wird die Luft mit Hilfe

der Rauchgase in einem Wärmetauscher vorgewärmt. Um eine Vorwärmung der Luft bei Druckluftmotoren zu gewährleisten, kann die Abwärme aus dem Verdichtungsprozess in einem Verdrängungswärmespeicher gespeichert und während des Entspannungsprozesses über einen Wärmetauscher an die Luft abgegeben werden. Die Abwärme aus dem Speicherladeprozess kann in jeder Variante der zu entspannenden Luftmasse zugeführt werden. Bei der ORC Technologie wird Abwärme verwendet, um Stoffgemische ähnlich wie im Wasser-Dampf-Kreislauf herkömmlicher Kraftwerke zu verdampfen und daraus Strom zu erzeugen. Die Abwärme kann je nach Arbeitsmedium eine geringere Temperatur besitzen als bei Wasser. Aus diesem Grunde kann die Abwärme aus der Verdichtung und die Abwärme hinter den Turbinen zur Verdampfung genutzt werden. Die Abwärme hinter den Motoren ist für eine ORC-Nutzung zu gering.

Es wurden insgesamt sechs Konzepte untersucht, wie ein Verfahren zur Entspannung aufgebaut werden könnte:

- A1) modifizierte Gasturbine
- A2) modifizierte Gasturbine mit Rekuperator
- A3) modifizierte Gasturbine mit Rekuperator und Wärmespeicher
- A4) modifizierte Gasturbine mit ORC-Prozess
- B) Expansionsturbine
- C) Druckluftmotor

A1) modifizierte Gasturbine

Die Druckluft wird aus dem Speicher entnommen und direkt über eine Druckregelarmatur zur Brennkammer geleitet. Dort wird sie auf die entsprechende Eintrittstemperatur der Gasturbine erhitzt und anschließend über die Turbine entspannt. Die Energie, die in den Abgasen steckt, bleibt dabei ungenutzt.

A2) modifizierte Gasturbine mit Rekuperator

Vom Verfahren her sind Variante A2 und A1 identisch. Hier wird jedoch die thermische Energie der Rauchgase mittels Wärmetauscher zur Vorwärmung der Luft verwendet.

A3) modifizierte Gasturbine mit Rekuperator und Wärmespeicher

In Variante A3 wird die Luft wie in Variante A2 über einen Rekuperator aufgeheizt. Zusätzlich wird Wärme aus einem drucklosen Verdrängungswärmespeicher entnommen.

A4) modifizierte Gasturbine mit Rekuperator und ORC-Prozess

Hier wird eine Vorwärmung der Luft lediglich über den Rekuperator erreicht. Allerdings werden die Abgase in einem weiteren Wärmetauscher weiter abgekühlt. Diese Wärme wird zum Antrieb eines ORC-Prozesses eingesetzt.

B) Expansionsturbine

Die Expansionsturbine wird mit geringeren Eintrittstemperaturen betrieben, als die modifizierte Gasturbine. Dies hat einen geringeren Brennstoffeinsatz zur Folge. Es ist aber auch hier sinnvoll, eine Vorwärmung zu installieren, um den Wirkungsgrad des Prozesses zu erhöhen. Aus diesem Grunde wird wie in Variante A3 eine zweistufige Vorwärmung realisiert.

C) Druckluftmotor

In dieser Variante wird die Druckluft mit Hilfe von Druckluftmotoren entspannt. Da hier der gleiche Luftmassenstrom wie in den anderen Varianten umgesetzt werden soll, müssen insgesamt zehn Motoren parallel betrieben werden. Die Eintrittstemperatur für die Motoren beträgt nur 100°C. Um diese zu erreichen, wird zunächst eine Vorwärmung mittels Wärmespeicher auf ~70°C durchgeführt. Die restliche Erwärmung erfolgt hier wie in den anderen Varianten über eine Brennkammer.

In Tabelle 1 ist der unterschiedliche Brennstoffeinsatz in den einzelnen Varianten zu erkennen. Diese Leistungsdaten werden im nächsten Schritt mit der Laufzeit verrechnet, um die Energiebilanz zu erhalten. Dabei wird eine Laufzeit von 40 Stunden pro Woche für die Entspannung und 49 Wochen/Jahr angesetzt.

		A1	A2	A3	A4	B	C
Brennstoffbezug	MWh _{HS} /a	258.690	161.010	157.790	173.890	75.140	5.370
Stromerzeugung	MWh/a	130.590	130.590	130.590	130.950	62.720	26.460

Tabelle 1: Energiebilanz der einzelnen Varianten

In Tabelle 2 sind die Investitionen, teilweise auf Basis von Richtpreisangeboten für die unterschiedlichen Varianten aufgelistet.

		A1	A2	A3	A4	B	C
M-Teil							
Turbine	T€	10.000	10.000	10.000	10.000	7.000	-
Druckluftmotor	T€	-	-	-	-	-	6.000
ORC-Prozess	T€	-	-	-	1.000	-	-
Rekuperator	T€	-	10.000	10.000	10.000	1.200	-
Wärmespeicher	T€	-	-	200	-	200	-
sonst. M-Teil	T€	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600
E-Teil	T€	2.900	2.900	2.900	2.900	2.200	1.900
B-Teil	T€	2.000	2.500	2.500	2.800	2.000	2.200
sonst. Kosten	T€	3.400	4.900	4.900	5.000	3.000	2.800
Investitionen	T€	19.900	31.900	32.100	33.300	17.200	14.500

Tabelle 2: Investitionen für die Entspannungsvarianten

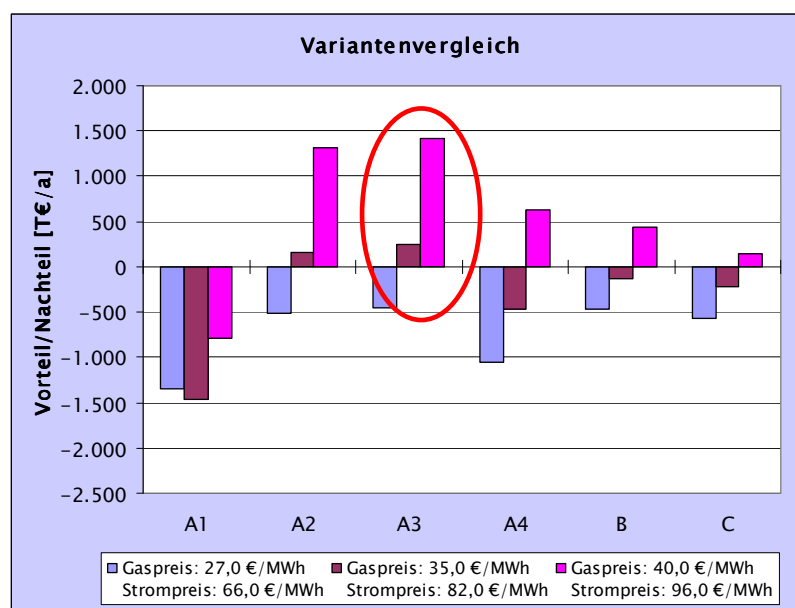


Abbildung 4: Variantenvergleich

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung werden drei unterschiedliche Strom- und Gaspreiskombinationen betrachtet, inklusive Steuern, Abgaben und Netznutzung. Ein weiterer wesentlicher Beitrag stellt der Kapitaldienst für die einzelnen Varianten dar. Weiterhin werden variantenbezogene Kosten, wie zum Beispiel unterschiedliche Kosten für Betriebsmittel oder unterschiedlicher Personalaufwand, betrachtet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4 dargestellt. Die Varianten A2 und A3 heben sich bei zwei von drei Strom-/Gaspreiskombination von den anderen Varianten ab. Dies bedeutet, dass trotz der höheren Investitionen ein Rekuperator zur Brennstoffeinsparung notwendig ist. Ausgewählt wurde Variante A3 (Abbildung 5).

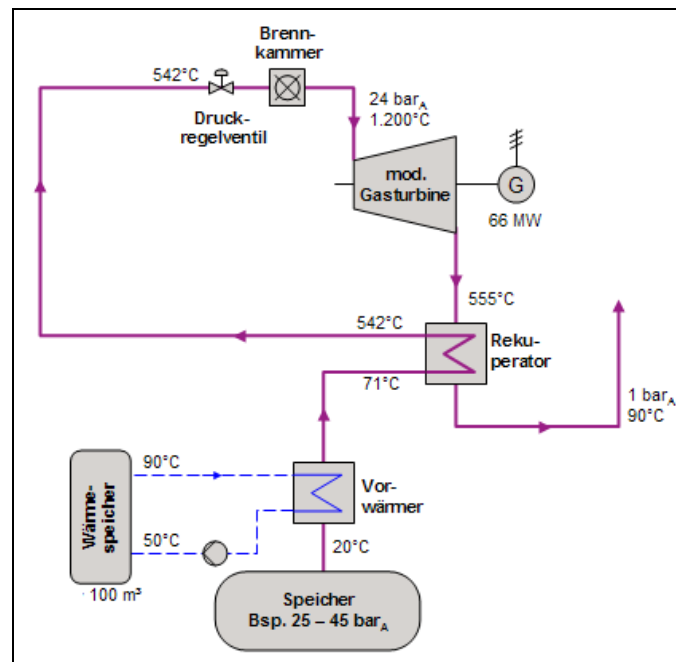


Abbildung 5: modifizierte Gasturbine mit Rekuperator und Wärmespeicher

3. Kosten und Erlöse

Es wird davon ausgegangen, dass der Speicher zu Niedrigstrompreisen gefüllt wird und zu Hochstromtarifen Leistung am Markt verkauft wird. Dies bedeutet, dass der Speicher an jedem Wochenende auf den Maximaldruck gefüllt wird und während der Woche zwischen 8:00 und 16:00 Uhr entleert wird. Montags bis donnerstags findet nachts eine zwölfstündige Zwischenbefüllung statt. Da die Strompreise tageszeitlich stark schwanken, wurde eine erlösoptimierte Fahrweise des Druckluftspeichers auf Basis durchschnittlicher Stundenpreise ermittelt. Als Salzbergwerk wurde für die anschließende Wirtschaftlichkeitsberechnung Immenrode mit einem Hohlraumvolumen von 230.000 m³ zugrunde gelegt.

Bei der Aufstellung der Investitionen für die großtechnische Anlage handelt es sich lediglich um eine grobe Schätzung für die übertägigen Anlagenteile. Neben den in Tabelle 2 genannten Kosten kommen noch 9.200 T€ für den Verdichter zum Ansatz.

Zu den Investitionen für die Variante A3 in Höhe von 41.300 T€ für die übertägige Anlage kommen noch die Kosten für die Erstbefüllung.

Die Stromerzeugungskosten des Druckluftspeichers teilen sich in Fixkosten, Betriebskosten und variable Kosten auf. Als Fixkosten werden für die Berechnung die Abschreibungen, Zin-

sen und das unternehmerische Ergebnis verwendet. Gerechnet wird die Anlage auf 20 Jahre. Zu den Betriebskosten zählen die Personalkosten, die Instandhaltungskosten, Versicherungen und weitere. Die Brennstoff- und Strombezugskosten bilden die variablen Kosten. Für den Brennstoff Erdgas wird ein Einkaufspreis von 27,0 €/MWh_{HS} und für den Strombezugspreis 48,0 €/MWh angesetzt. Der günstige Strompreis resultiert aus den Bezugszeiten für den Strom.

Die erwirtschafteten Erlöse setzen sich aus dem Stromverkauf und dem Anbieten von positiver und negativer Minutenreserve zusammen. Als Stromverkaufspreis werden 66,0 €/MWh angesetzt.

Erlöse [T€/a]			Kosten [T€/a]		
Stromverkauf	130.590	8.620	Fixkosten		5.600
	MWh/a x 66,0 €/MWh				
Minutenreserve		700	Betriebskosten		2.190
			Variable Kosten		
			Brennstoff	157.790 MWh/a x 27,0 €/MWh	4.260
			Strombezug	78.280 MWh/a x 48,0 €/MWh	3.760
			Sonstige		50
Summe:			9.320	Summe: 15.860	

Tabelle 3: Gegenüberstellung Erlöse und Kosten

Aus Tabelle 3 geht eine Unterdeckung der Kosten von 6.540 T€/a hervor. Für den Standort Immenrode würde sich somit aus heutiger Sicht ein Druckluftspeicherwerk nicht wirtschaftlich darstellen lassen. An anderen Standorten wäre ein positiver Deckungsbeitrag unter besseren Randbedingungen aber durchaus möglich.

4. Ausblick

Ein wesentlicher Punkt für den Betrieb eines Druckluftspeichers in einem stillgelegten Salzbergwerk ist Dichtigkeit des gesamten Speicherrahmens. Sie hat einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Die erforderliche Dichtigkeit wurde beispielhaft anhand eines Altbergbaustandortes in Mitteldeutschland vom Verbundpartner K-UTEC und dessen Auftragnehmer TU Bergakademie Freiberg mittels Computersimulationen nachgewiesen. Allerdings sollte hierzu eine Pilotanlage errichtet werden, um die Wirksamkeit der konzipierten Abdichtungstechnologie in den Schachtröhren nachzuweisen.

Im Zuge einer solchen Pilotanlage könnten neben den Schachtabdichtungen auch entsprechend gasdichte Absperrbauwerke in horizontalen Strecken auf ihre Machbarkeit und Funktionsfähigkeit überprüft werden. Dadurch wird es unter Umständen möglich, aus sehr großen Bergwerksvolumina definierte und leichter handhabbare Teilbereiche zu generieren. Gasdichte vertikale Dichtungsbauwerke werden bereits in einigen stillgelegten Bergwerken erfolgreich eingesetzt. Weiterhin können mit einer Pilotanlage die Einflüsse von Wechselbelastungen des Deckgebirges untersucht werden, die durch die Be- und Entladung des Speichers während der Betriebsphase entstehen.

Die überträgigen Anlagen sind zum Großteil Stand der Technik. Entspannungs- und Verdichtungstechnologien existieren am Markt, wenngleich Modifikationen für den konkreten Anwendungsfall notwendig sind. Dennoch können anhand einer Pilotanlage Schlüsse über den

Salzaustrag gezogen werden, welche für die Spezifizierung der übertägigen Anlagentechnik von Bedeutung ist. Weiterhin kann der Einsatz von Kältemaschinen zur Reduzierung der eingetragenen Feuchtigkeit detailliert untersucht werden.

Entsprechen die Ergebnisse aus den Versuchen der Pilotanlage den Erwartungen, so kann die Realisierung eines Druckluftspeicherkraftwerkes unter Sicherung eines stillgelegten Salzbergwerkes aus technischer Sicht erfolgen. Die wirtschaftliche Realisierung hängt neben der Energiepreissituation von den politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen ab.

5. Zusammenfassung

Die Wirtschaftlichkeit eines Druckluftspeichers in Verbindung mit einem stillgelegten Salzbergwerkes ist von vielen unterschiedlichen Einflussfaktoren abhängig. Neben der Wahl des optimalen Standorts spielen hauptsächlich die volatilen Preise für Strom und den Brennstoff Erdgas eine große Rolle. Hier muss für die Realisierung ein mögliches Optimum gefunden werden.

Die Technologien für ein Druckluftspeicherkraftwerk in der Form von Huntorf oder McIntosh existieren am Markt und könnten auch für diese Variante von Druckluftspeichern eingesetzt werden. Die in vielen Arbeiten untersuchte adiabate Technologie ist heute noch nicht Stand der Technik und kann aus diesem Grund nicht eingesetzt werden, obwohl dies einen wesentlichen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit und zur Wirkungsgradsteigerung bringen würde. Ein weiterer Vorteil für diesen Fall wäre, dass der von den Abmessungen sehr große Wärmespeicher in Hohlräumen des stillgelegten Salzbergwerkes untergebracht werden könnte.

Da die Dichtigkeit eine tragende Rolle für die Wirtschaftlichkeit der Anlage spielt, müssten die untertägigen Technologien zumindest teilweise in Form einer Pilotanlage untersucht werden.

In der hier vorliegenden Machbarkeitsstudie wurden verschiedene Technologien zur Energieumwandlung von komprimierter Luft technisch untersucht und wirtschaftlich bewertet. Unter den jetzigen Rahmenbedingungen ist die modifizierte Gasturbine mit Wärmerückgewinnung zu präferieren. Große Hohlraumvolumina von Bergwerksgebäuden haben sich, was das Druckluftregime angeht, grundsätzlich wirtschaftlicher als kleinere Salzbergwerke dargestellt. Hintergrund ist bei gleichem Luftumsatz das geringere Druckniveau, welches von den Verdichtern aufgebracht werden muss. Der Einfluss für die Kosten der Erstbeladung bei vorhandener Dichtigkeit des Speichers spielt eine untergeordnete Rolle.

Anhand der ausgewählten Be- und Entladungstechnologie wurde in Abhängigkeit der zu erzielenden Stromerlöse ein wirtschaftlich optimierter Wochenzyklus zum Betrieb des Speichers entwickelt.

Neben den notwendigen Investitionen ist insbesondere die energiewirtschaftliche Betrachtung in die Wirtschaftlichkeitsberechnung eingeflossen. Hierzu wurde während der gesamten Projektlaufzeit die Entwicklung auf den Energiemärkten beobachtet und analysiert. Maßgeblich waren hier die Strompreisentwicklungen an der Strombörse (EEX), der Einfluss der Netznutzungsentgelte, sowie die Erlöse aus dem Regelenergiemarkt. Außerdem spielte die Gaspreisentwicklung eine nicht zu vernachlässigende Rolle.

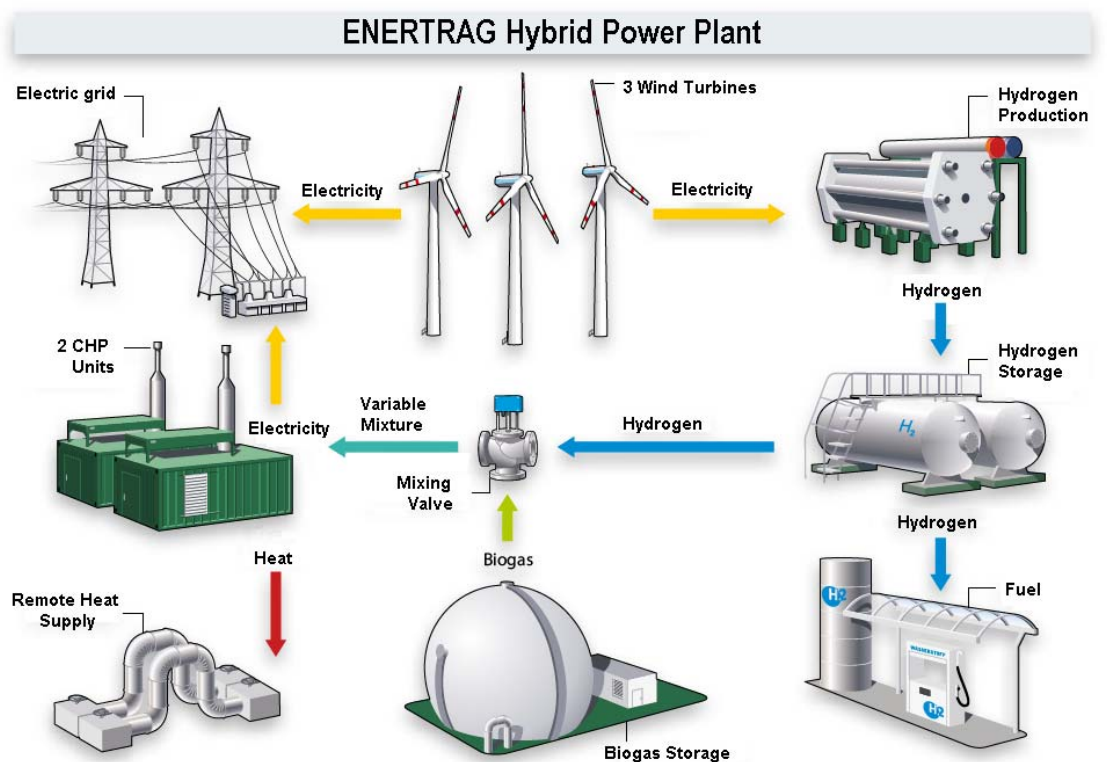
Zusätzlich wurde untersucht, ob eine Förderung nach dem KWK- bzw. EEG-Gesetz bestehen könnte. Da jedoch keine ausreichenden Wärmesenken in der Nähe der potenziellen Standorte vorhanden waren, bzw. sich ein Veredelungsbonus in der Gesetzesfindung EEG 2009 nicht durchsetzen konnte, ist eine Förderung auf deren Grundlage nicht gegeben.

Wind-Hydrogen-Biomass The ENERTRAG Hybrid Power Plant (Poster)

Werner Diwald, Michael Wenske, Gerald Newi, Sven Schimanski, Florencio Gamallo
ENERTRAG AG
Andreas Mieke, Christian Sponholz, Thomas Luschtinetz, Jochen Lehmann
Fachhochschule Stralsund
Thomas.Luschtinetz@fh-stralsund.de

The ENERTRAG Hybrid Power Plant comprises the following components: Three wind turbines, each one with a nominal power of 2 MW, a 500 kW electrolyzer (alkaline, atmospheric), and a hydrogen storage module, as well as two 350 kW CHP units able to run on mixtures of biogas and hydrogen of variable rates.

The electrolyzer acts as a deferrable load, and can operate under variable power. The produced hydrogen can be used as fuel, to be reconverted into electricity at the CHP units, but it can also supply an external filling station. The co-produced oxygen and heat will also be profitably utilized.

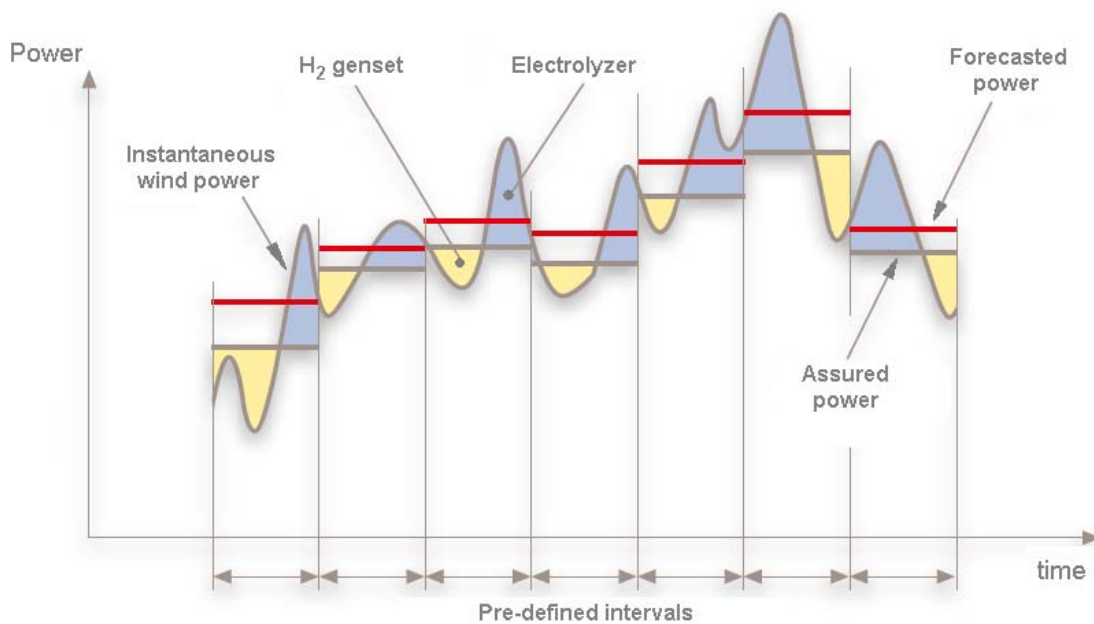


Graphic: Michael Römer

Objective of the project

The ENERTRAG Hybrid Power Plant shall be able to supply to the grid the exact amount of energy that was predicted for the three wind turbines, twenty-four hours in advance. Furthermore, besides the compensation of forecast errors, the Hybrid Power Plant will also assume a role as a reserve power unit. So, the need of using regulation power units fueled by fossils will also be reduced. That means a first step toward the possibility of wind energy to be used as a base-load supplier.

After substantial modelization, much practical experience about the behavior of wind turbines and electrolyzers will also be gained, as well as about the correct size of the storage system and its loading and discharge frequency.



By means of modifying the control software, the ENERTRAG Hybrid Power Plant should be also able to operate

- in order to produce so much hydrogen as possible,
- supplying a constant electrical power value, or
- in a peak-power-shaving mode

The idea of using the wind energy in such a way is based on the previous experiences with wind-hydrogen systems had at the Laboratory of

Integrated Energy System of the University of Applied Sciences of Stralsund [1]. The idea of a so-called “hydrogen factory” was also further developed within the study “Uniformized Wind Energy Supply” [2]. The authors had also the opportunity of improving many concepts thanks to a fruitful discussion with those colleagues of the Planet Oldenburg Group who worked in the *HyWindBalance* Project [3].

References

- [1] Menzl, F. *et al.*, Proc. XII WHEC, Buenos Aires, 1998, s. 757-765.
- [2] Lehmann, J., Lushtinetz, O., Miede, A., Sandlaß, H., Sponholz, C.; XII REGWA, Stralsund, 2005, Tagungsband 77-82.
- [3] Linnemann, J. *et al.*, XI REGWA, Stralsund, 2004, Tagungsband 126-129 - XII REGWA, Stralsund, 2005, Tagungsband 83-87.

WASSERSTOFFPRODUKTION UND –INFRASTRUKTUR IM NATIONALEN INNOVATIONSPROGRAMM WASSERSTOFF- UND BRENNSTOFFZELLENGEOTEHNOLOGIE

O. Ehret

*NOW GmbH, Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, Fasanenstraße 5, D-10623 Berlin,
oliver.ehret@now-gmbh.de*

Schlüsselwörter: Wasserstoffproduktion, Wasserstoffinfrastruktur, NIP, NOW, GermanHy, Strategiepapier, Demonstrationsprojekte, Markteinführung

Zusammenfassung: Das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) fördert die Marktvorbereitung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien. Die nachhaltige Produktion und Bereitstellung von Wasserstoff als Kraftstoff sind zentrale Themen des NIP. Die Studie GermanHy zeigt Wege zur Herstellung großer Mengen von Wasserstoff und zum Aufbau der erforderlichen Infrastruktur auf. Ein derzeit diskutiertes Strategiepapier Wasserstoff-Produktion betrachtet das Portfolio der Herstellungsverfahren in größerem Detail und leitet Handlungsempfehlungen für die Realisierung der festgestellten Potentiale ab. Studien und Demonstrationsprojekte zur Wasserstoffproduktion laufen im NIP an. Über die Aktivitäten der Clean Energy Partnership hinaus kündigen neue Initiativen die Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen und den flächendeckenden Aufbau von Infrastruktur an.

Abstract: The National Innovation Programme Hydrogen and Fuel Cell Technology (NIP) supports market preparations for hydrogen and fuel cell technologies. The sustainable production of hydrogen and its supply to customers are core concerns of the NIP. The study GermanHy shows ways towards the production of large volumes of hydrogen and the buildup of infrastructure. A draft Strategy Paper Hydrogen Production discusses the portfolio of production pathways in some detail and suggests measures for realizing the potentials previously established. Studies and demonstration projects regarding hydrogen production are starting within the NIP. Beyond the activities of the Clean Energy Partnership, new initiatives herald the market introduction of fuel cell vehicles and the nationwide buildup of infrastructure.

1. Förderprogramme und Programmgesellschaft

Im Mai 2006 wurde von der Bundesregierung das ‚Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie‘ (NIP) verabschiedet [1]. Zentrales Ziel ist die Vorbereitung der breiten Markteinführung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien für mobile und stationäre Anwendungen und für spezielle Märkte. Das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) stellte 500 Millionen € für Demonstrationsprojekte bereit. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) brachte 200 Millionen € für FuE-Projekte aus dem laufenden Energieforschungsprogramm in das NIP ein. Die von der Bundesregierung aufgewandten 700 Millionen € sind von Projektpartnern aus Industrie und Wissenschaft in etwa mit dem gleichen Betrag gegenzufinanzieren. Für die gesamte Programmlaufzeit des NIP von 2007 bis 2016 stehen also 1,4 Milliarden € zur Marktvorbereitung der Technologien zur Verfügung. Der ‚Nationale Entwicklungsplan 2.1‘ (NEP) vom April 2007 präzisiert das NIP und weist dem Bereich Verkehr – einschließlich Wasserstoffproduktion und -infrastruktur - 54% des Gesamtbudgets zu [2]. Die Rolle von Wasserstoff wird als Kraftstoff für den Verkehr und als Speichermedium für die Stabilisierung fluktuierender Windenergie gesehen.

Die ‚NOW-GmbH - Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie‘ wurde im Februar 2008 als für die Implementierung des NIP primär verantwortliche Programmgesellschaft gegründet. In enger Zusammenarbeit mit dem ‚Projektträger Jülich‘ werden Förderanträge bearbeitet. NOW ist insbesondere für die Gesamtkoordination des NIP, inklusive der Koordination von FuE- und Demonstrationsaktivitäten, sowie die inhaltliche Bewertung von Demonstrationsvorhaben verantwortlich. Eine wichtige Aufgabe ist auch die Erarbeitung von Marktvorbereitungsstrategien in Abstimmung mit Politik, Industrie und Wissenschaft. Im März 2009 stellte die Bundesregierung im Zuge des ‚Konjunkturpakets II‘ 500 Millionen € für die Förderung der Elektromobilität zur Verfügung. Davon entfielen 150 Millionen € auf das BMVBS, welches für den Aufbau von Wasserstofftankstellen zusätzliche 15 Millionen € aus Mitteln des Konjunkturpakets bereitstellte [3]. Die NOW wurde mit der Umsetzung der – ebenfalls durch die Projektnehmer gegenzufinanzierenden - Mittel des BMVBS beauftragt.

2. Wasserstoffproduktion und –infrastruktur in NEP und GermanHy

Der Entwicklungsplan Verkehr des NEP erkennt die Notwendigkeit, das Portfolio der Wasserstoff-Bereitstellungspfade mit Hilfe von FuE- und Demonstrationsprojekten weiter zu entwickeln und zur Marktreife zu führen. Die Verbesserung der Energieeffizienz, die Reduktion von Kohlendioxid und die Diversifizierung des Primärenergieportfolios stellen zentrale Zielsetzungen dar. Neben der technologischen ist auch die wirtschaftliche Machbarkeit nachhaltiger Konzepte wesentlich. Das NEP ist jedoch im Bereich der Wasserstoffinfrastruktur bzw. Wasserstoff-Produktion nur ansatzweise entwickelt. Zur Klärung der Frage ‚woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?‘ untersuchte die Studie ‚GermanHy‘ daher Optionen zur Produktion und Verteilung großer Mengen von Wasserstoff für den Straßenverkehr [4]. GermanHy legte den durch andere Studie ermittelten zu-

künftigen Bedarf von Wasserstoff zugrunde und untersuchte anhand dreier Szenarien, durch welche Energiequellen und etablierten oder marktnahen Produktionsverfahren der Bedarf gedeckt werden könne. Politische Vorgabe war, den Wasserstoff zu mindestens 50% regenerativ zu erzeugen.

Bild 2.1 stellt die von GermanHy für die Jahre 2020 und 2050 erwarteten absoluten Wasserstoff-Produktionsmengen in Beziehung zu den relativen Beiträgen einzelner Ausgangsenergien und Herstellungsverfahren. Vereinfachend werden sechs Hauptbereitstellungspfade betrachtet.

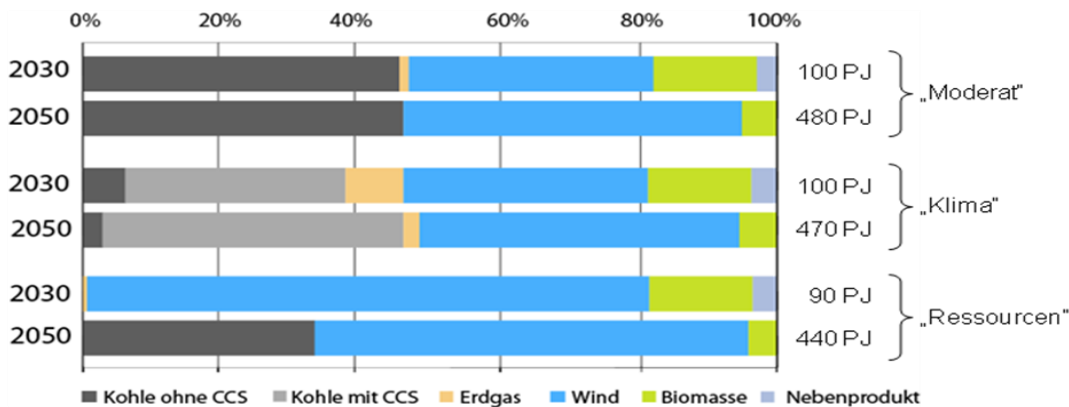


Bild 2.1: GermanHy-Szenarien Wasserstoffmengen und Anteile Energiequellen [4]

In allen Szenarien spielt Wind als zukünftig im großen Umfang verfügbarer regenerativer Energieträger eine zentrale Rolle. Teils ist auch Kohle – vor allem in Kombination mit CCS – von erheblicher Bedeutung. Biomasse hat in allen Szenarien einen nicht unerheblichen, wenngleich potenzialbeschränkten, Anteil. Während Nebenprodukt-Wasserstoff in allen Szenarien Bedeutung erlangt, ist Erdgas jeweils nur während des Übergangs zu größeren Mengen Wasserstoff relevant. Neben diesen Hauptquellen erachtet GermanHy mit wachsender Nachfrage auch Importe von aus Wind und Solarenergie hergestelltem Wasserstoff und Strom für erforderlich.

Gemäß GermanHy beginnt der Aufbau der Infrastruktur in Ballungszentren. Sukzessive wird das Versorgungsnetz dann hinsichtlich Flächendeckung und Kapazität ausgebaut. Bis 2030 wird Wasserstoff vorwiegend flüssig von den Herstellungsorten zu Tankstellen transportiert. Mit steigender Nachfrage erfolgt die Versorgung dann vorwiegend über Druckwasserstoff-Pipelines. Gerade zu Beginn des Infrastrukturaufbaus können auch die regionale oder on-site Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas, Biomasse oder Elektrolyse eine Rolle spielen.

3. Strategiepapier Wasserstoff-Produktion

GermanHy beinhaltet keine detaillierte Diskussion der technologischen, wirtschaftlichen und umweltbezogenen Chancen und Herausforderungen der verschiedenen Bereitstellungspfade. Es wurden auch keine Handlungsempfehlungen für die Realisierung der Potentiale abgeleitet. Ein dem Beirat der NOW im September 2009 vorgestelltes und derzeit noch in Diskussion befindliches ‚Strategiepapier Wasserstoff-Produktion‘ leistet eine vertiefende Betrachtung der GermanHy-Her-

stellungspfade und berücksichtigt dabei auch einige Produktionsverfahren im frühen FuE-Stadium. Daraus werden generelle Handlungserfordernisse hinsichtlich der Entwicklung des im NIP verankerten Wasserstoff-Produktionsportfolios bzw. der Gewährleistung der längerfristigen Verfügbarkeit des zukünftig benötigten Wasserstoffs abgeleitet

Bild 3.1 fasst zentrale Diskussionsgegenstände des Strategiepapiers zusammen. Beispielhaft werden wichtige Technologien, Handlungsnotwendigkeiten und einschlägige Projekte benannt.

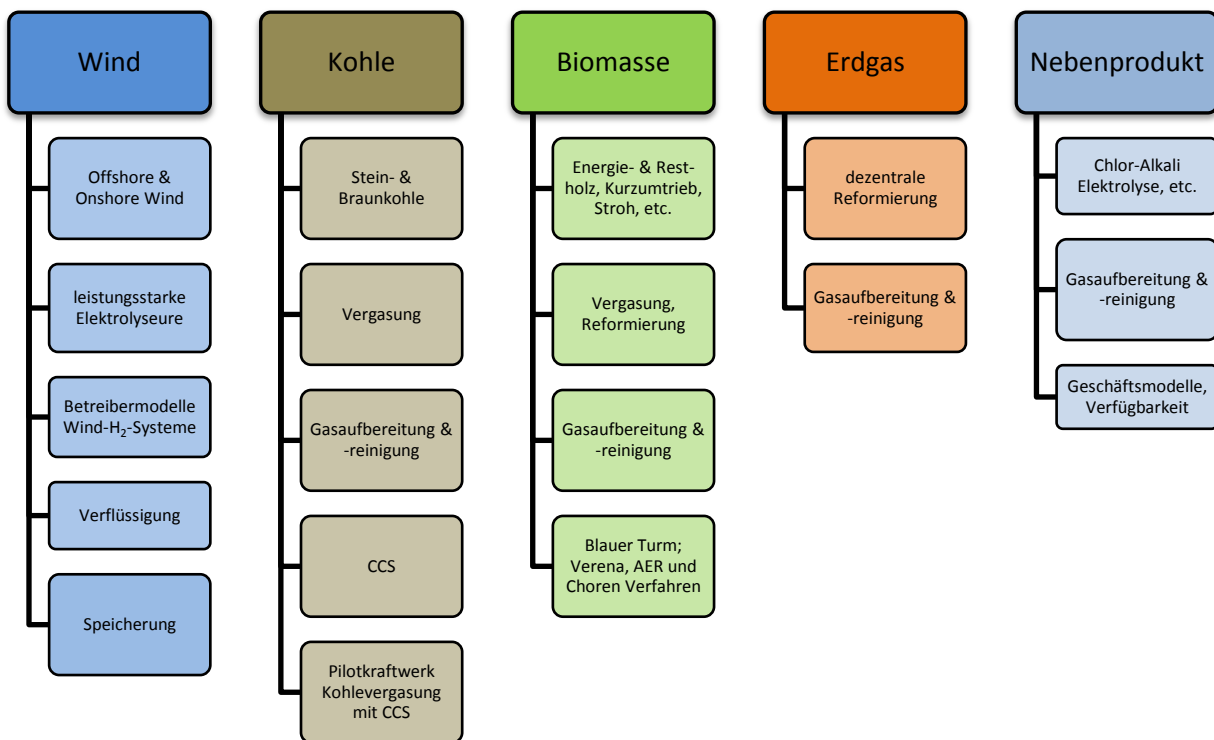


Bild 3.1: Technologiediskussion GermanHy Herstellungsportfolio

Nachfolgend werden einige Beispiele für im Strategiepapier identifizierte Themen für die zukünftige Arbeit der NOW genannt.

- Bei Nebenprodukt-Wasserstoff ist die Entwicklung von Markteinführungsstrategien gemeinsam mit aktiven Regionen sinnvoll.
- Im Fall von Wind-Wasserstoff sollten technologische Anforderungen z.B. bezüglich der Betriebsbereiche von Elektrolyseuren definiert werden. Wind-Wasserstoff-Systeme bedürfen auch weiterer Arbeiten zu wirtschaftlichen Betreibermodellen und zur Integration in großflächige Energieversorgungs- und Wasserstoff-Infrastrukturen.

- Bei Wasserstoff aus Biomasse ist die Bewertung der technischen Performance und der unterschiedlichen Energie- und Emissionsbilanzen verschiedener Verfahren wichtig.
- Bei der Erdgas-Reformierung gilt es, eine fundierte Datenbasis für die Kostenanalyse zu erstellen, um auf dieser Basis die Bedeutung der Erdgas-Reformierung im Gesamtportfolio besser bewerten zu können.
- Im Zusammenhang mit Kohlevergasung sollte die Diskussion über die technologische Verfügbarkeit von CCS als Senke für in IGCC-Kraftwerken anfallendes CO₂ verfolgt werden. Relevant ist auch, ab wann die großtechnische Herstellung von Wasserstoff erfolgen kann.

4. Studien und Demonstrationsprojekte zur Wasserstoffproduktion

Parallel zu strategischen Planungen laufen bei NOW bereits konkrete Vorhaben zur Wasserstoffproduktion. Zum einen sind Studien zu Elektrolysetechnologie, zu Einbringung von Wasserstoff in Emissionsrechenmodelle und zu Wind-Wasserstoff-Systemen im Anlaufen bzw. in Vorbereitung. Zum anderen haben mehrere Demonstrationsprojekte begonnen bzw. ist deren Beginn absehbar. Im Folgenden werden drei Demonstrationsprojekte skizziert:

Ein Demonstrationsprojekt zur Bereitstellung von Nebenprodukt-Wasserstoff wurde begonnen. Dabei wird Nebenprodukt-Wasserstoff aus einer Industrieanlage auskoppelt und aufbereitet, um dann über eine Betankungsanlage einer verkehrlichen Nutzung zugeführt zu werden. Die Planungen für ein Demonstrationsprojekt zu Errichtung und Betrieb eines Wind-Wasserstoff-Systems sind weit fortgeschritten. Wasserstoff wird aus Windstrom erzeugt und gespeichert, um dann bei Bedarf zur Deckung des Eigenstrombedarfs der Windkraftanlagen rückverstromt zu werden. Der Beginn eines Demonstrationsprojekts zur Reformierung von bei der Biodiesel-Produktion als Nebenprodukt anfallendem Glycerin ist absehbar. Das gewonnene Synthesegas wird in bestehenden Anlagen zu reinem Wasserstoff aufbereitet.

5. Markteinführung Brennstoffzellenfahrzeuge und Aufbau Wasserstoffinfrastruktur

Im Leuchtturmprojekt ‚Clean Energy Partnership‘ (CEP) werden in Berlin und Hamburg Flotten von wasserstoffbetriebenen PKWs und Bussen sowie mehrere Tankstellen betrieben. Sowohl die Anzahl von Fahrzeugen wie auch die der Tankstellen wird in den nächsten Jahren wachsen. Zudem ist die Schaffung eines Verbindungskorridors zwischen den beiden Städten vorgesehen und die Erweiterung der CEP um weitere Regionen in Diskussion. Der Anteil regenerativ erzeugten Wasserstoffs soll bis 2015 auf mindestens 50% steigen [5]. Insgesamt sind heute in Deutschland etwa 30 öffentliche und nichtöffentliche Tankstellen in Betrieb. Die vom BMVBS im Rahmen des Kon-

junkturpakets II eingebrachten Gelder ermöglichen den Aufbau von bis zu 25 zusätzlichen Wasserstofftankstellen bis zum Jahr 2011 [3].

Zwei wesentliche Initiativen zur Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen und zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur wurden in jüngster Zeit publik.

Am 8. September 2009 gaben die Automobilhersteller Daimler, Ford, GM/Opel, Honda, Hyundai/Kia, the Alliance Renault/Nissan und Toyota in einem ‚Letter of Understanding‘ eine gemeinsame Erklärung zur Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen und zur Notwendigkeit des Infrastrukturaufbaus ab [6]:

- Die Automobilhersteller äußerten sich sehr zuversichtlich, dass spätestens 2015 die Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen beginnen werde. Über den Lebenszyklus verteilt wird weltweit der Markteintritt von mehreren hunderttausend Fahrzeugen erwartet. Deutschland wird innerhalb Europas als ‚Lead Market‘ betrachtet.
- Die Markteinführung erfordert den Aufbau eines ausreichend engmaschigen Wasserstoff-Tankstellennetzes bis 2015. Von Ballungszentren und deren Vernetzung ausgehend muss eine flächendeckende Infrastruktur entwickelt werden. Deutschland soll den Ausgangspunkt für den Aufbau einer europaweiten Wasserstoffinfrastruktur bilden.

Am 10. September 2009 unterzeichneten die Firmen Daimler, EnBW, Linde, OMV, Shell, Total, Vattenfall und die NOW im Beisein des Bundesministers für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung ein ‚Memorandum of Understanding‘ zum Projekt ‚H₂ Mobility‘. Die Initiative setzt sich den Aufbau eines flächendeckenden Wasserstofftankstellennetzes zum Ziel, um so eine wesentliche Voraussetzung für die Kommerzialisierung von Brennstoffzellenfahrzeugen zu schaffen [7]:

- Die Initiative beinhaltet zwei Phasen. In Phase I sollen verschiedene Optionen für den bundesweiten Aufbau eines Wasserstofftankstellennetzes sowie die Entwicklung eines gemeinsamen, wirtschaftlich tragfähigen Geschäftskonzeptes unter Berücksichtigung möglicher Förderungen durch die öffentliche Hand untersucht werden. In dieser Phase sollen Konzepte für den Aufbau von neuen, zusätzlichen Wasserstofftankstellen bis zum Jahr 2011 entwickelt werden. Gefördert werden diese Aktivitäten durch Mittel aus dem Konjunkturpaket II und anderen Förderprogrammen, damit Fragen zur Standardisierung und Kostensenkung ganzheitlich und gemeinschaftlich angegangen werden können.
- Sollte sich das Geschäftskonzept für alle Beteiligten positiv entwickeln, werden die Partner in Phase II einen entsprechenden Aktionsplan umsetzen. Ziel dieses Aktionsplans wird es sein, den bundesweiten Ausbau eines Wasserstofftankstellennetzes fortzusetzen, um die ab etwa 2015 vorgesehene Kommerzialisierung von Elektrofahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb in Deutschland auch mit der entsprechenden Infrastruktur zu flankieren.

Die Initiative ist offen gegenüber weiteren potentiellen Partnern und wird ein wesentlicher Bezugspunkt für die längerfristige Ausrichtung der Aktivitäten zu Wasserstoffproduktion und –infrastruktur innerhalb des NIP sein.

Quellenangaben

- [1] BMVBS, BMBF und BMWi (8. Mai 2006) *Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie* (www.now-gmbh.de)
- [2] Strategierat Wasserstoff und Brennstoffzellen (30. April 2007) *Nationaler Entwicklungsplan: Version 2.1 zum ,Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie‘* (www.now-gmbh.de)
- [3] BMWi, BMVBS, BMU, BMBF und BMELV (10. März 2009) *Auszug aus dem Bericht an den Haushaltsausschuss Konjunkturpaket II, Ziffer 9 Fokus ,Elektromobilität‘* (www.now-gmbh.de)
- [4] dena, FZK, ISI, LBST, Wuppertal Institut (August 2009) *GermanHy: Studie zur Frage: ,Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?‘* im Auftrag von BMVBS und NOW-GmbH (www.germanhy.de)
- [5] www.cleanenergypartnership.de
- [6] Daimler (9. September 2009) *Presse-Information: Autohersteller treiben Elektro-Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb voran* (www.daimler.com)
- [7] Daimler (10. September 2009) *Presse-Information: ,H₂ Mobility‘ - Gemeinsame Initiative führender Industrieunternehmen zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland* (www.daimler.com)

AUSGEWÄHLTE ASPEKTE DER KUMULIERTEN ENERGIEAUFWENDUNGEN UND KUMULIERTEN EMISSIONEN BEI DER BIODIESELHERSTELLUNG

P. Gawełek ^{*)}, J. Eliaz ^{**)}

^{*)} Ferndoktorand am Lehrstuhl für Kraftfahrzeugtechnik der TU Szczecin

^{**)} TU Szczecin / Lehrstuhl für Kraftfahrzeugtechnik, al. Piastów 19, PL 70-310 Szczecin, keps@zut.edu.pl

Schlüsselwörter: Biobrennstoffe, LCA von Energietechnologien, BHKW.

Zusammenfassung: In dem vorgelegten Referat wurde das Konzept eines landwirtschaftlich-energetischen Komplexes dargestellt. Dieser Komplex umfasst den Rapsanbau, die Herstellung des Rapsöls, die Raffination des Rapsöls zum Biodiesel und seine energetische Nutzung in einem lokalen BHKW. Des Weiteren werden auch: die angenommene Methodik einer ganzheitlichen, emissions-energetischen Analyse, die ausgewählten Abhängigkeiten bzgl. der kumulierten Energieaufwendungen und Emissionsbelastungen, sowie die sog. CO₂-Rückflussrate des o.g. Komplexes kurz diskutiert.

1. Einführung

Die Herstellung der Biokraftstoffe und die Erzeugung auf ihrer Basis der Elektroenergie und Wärme scheint den EU-Anforderungen nach der Emissionsreduzierung des Energiesektors und der Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energiequellen in der gesamten Energiebilanz entgegenzukommen. Dies bestätigt die zunehmende Anzahl der wissenschaftlich-technischen und Implementierungsprojekten, die dieser Art der Energietechnologien gewidmet sind. Das ansteigende Interesse an den Installationen dieser Art wird jedoch von einigen kontroversen Meinungen u.a. im Bezug auf ihre energie- und umweltfreundliche Effektivität, darunter ihren realen Beitrag zur Reduzierung der CO₂-Emissionen, begleitet.

Die Anwendung der energetisch-ökologischen Analyse im Bereich des o.g. landwirtschaftlich-energetischen Komplexes würde es einerseits ermöglichen, vielen von den erwähnten Kontroversen entgegenzukommen, andererseits würde sie eine objektive Grundlage für die Durchführung einer vergleichenden Analyse im Bezug auf die anderen Arten der konventionellen und unkonventionellen Energietechnologien bilden. Das war eine der Gründe für die Aufnahme dieser Thematik von den beiden Autoren des vorliegenden Beitrages.

2. Konzept des landwirtschaftlich-energetischen Komplexes

Im Bild 1 wurde das vereinfachte Schema des landwirtschaftlich-energetischen Komplexes (weiter kurz LEK genannt) dargestellt.



Bild 1: Vereinfachtes Schema eines landwirtschaftlich-energetischen Komplexes.

Dieser Komplex umfasst folgende Bereiche:

- 0.0 - 1.1: Anbau der energetischen Pflanzen (AEP),
- 1.1 - 2.2: Herstellung solcher Biobrennstoffen (HBB) wie z.B. Bioethanol oder Biodiesel;
- 2.2 - 3.3: energetische Nutzung der Biobrennstoffe (ENB), hier lokale Erzeugung der elektrischen Energie und der Energieform Wärme mittels eines BHKW's, das mit dem Biodiesel befeuert wurde.

Angesichts der Komplexität des betrachteten Problems und der Betrachtung des gesamten Lebenszyklus wurden als nächstes die sog. energetisch-technologischen Ketten im Bereich des LEK's gebildet, was schematisch in den Bildern 2 bis 4 dargestellt wurde.

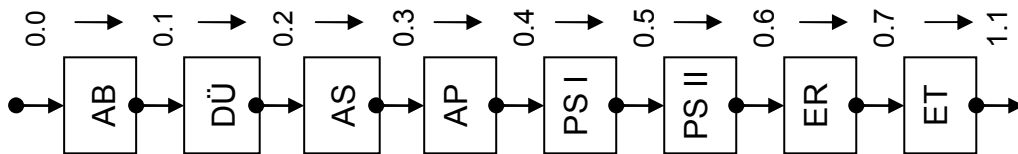


Bild 2: Vereinfachtes Schema der energetisch-technologischen Kette im Bereich des Anbaus der energetischen Pflanzen (AEP), wo AB – Ackerbestellung (Bodenvorbereitung), DÜ – Düngung, AS – Aussaat, AP – Aussaatpflege, PS I – Pflanzenschutz (Schädlingsbekämpfung), PS II – Pflanzenschutz (Pilzbekämpfung), ER – Ernte, ET – Ertragstransport

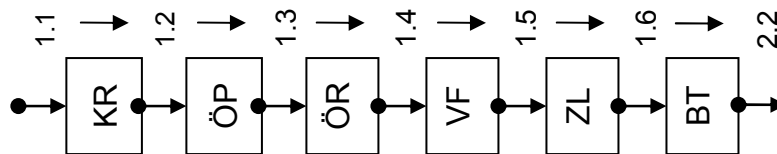


Bild 3: Vereinfachtes Schema der energetisch-technologischen Kette im Bereich der Herstellung der Biobrennstoffe (HBB), wo KR – Kornreinigung und –trocknung, ÖP – Rohölpressung, ÖR – Rapsölraffination, VF – Veredlung und Filterung, ZL – Zwischenlagerung, BT – Biodieseltransport.

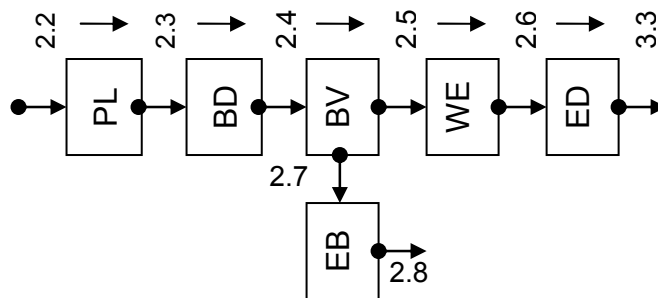


Bild 4: Vereinfachtes Schema der energetisch-technologischen Kette im Bereich der energetischen Nutzung der Biobrennstoffe (ENB), wo PL – Pufferlagerung des Biodiesels, BD – Biodiesel Distribution, BV – Biodieselverbrennung, WE – Wärme- und Elektroenergieerzeugung, WE – Wärme- und Elektroenergiedistribution, EB – Emissionennachbehandlung

3. Angenommene Methodik der emissions-energetischen Analyse

Im Bild 5 wurden die gegenseitigen Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Bereichen des LEK's und der Umgebung (UMG) dargestellt. Dieses Blockschema bildet die Grundlage für die weiteren emissions-energetischen Betrachtungen.

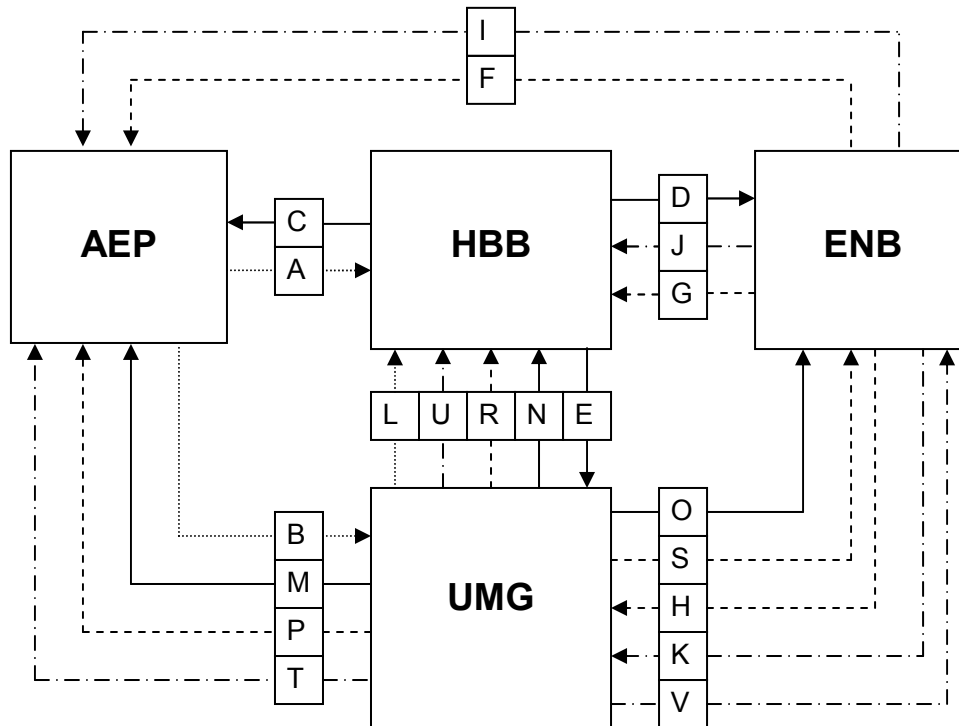


Bild 5: Blockschema des LEK's mit den einzelnen Bereichen und ihrer internen und externen Systemwechselwirkungen (darunter auch in Richtung der Umgebung).

Zu den grundlegenden Arten der energetisch-stofflichen Wechselwirkungen, die die einzelnen Teilsysteme des LEK's unter sich und mit der Umgebung (Umwelt) verbinden, gehören:

- die Masseströme der im Rahmen des Teilsystems AEP geernteten energetischen Pflanzen (A und B) wie z.B. Rapskörner,
- die Masseströme der im Rahmen des Teilsystems HBB erzeugten Biobrennstoffe (C, D und E), hier z.B. Biodieselmotortreibstoff,
- die Elektroenergieströme (F, G und H) die im Rahmen des Teilsystems ENB erzeugt wurden,
- die Wärmeströme (I, J und K) die im Rahmen des Teilsystems ENB erzeugt wurden,
- der Massestrom der energetischen Pflanzen (L), mit dem der Teilsystem HBB von Außen her – d.h. im Defizitfall von externen, fremden Rapskornhersteller – beliefert wurde,
- die Masseströme der fertigen Biobrennstoffe (M, N und O), mit deren der Teilsystem ENB von Außen her – d.h. im Defizitfall von externen, fremden Biokraftstoffhersteller – gespeist wurde,
- die Elektroenergieströme (P, R und S), mit deren die Teilsysteme AEP, HBB und ENB von Außen her – d.h. im Defizitfall von externen, fremden Elektroenergieerzeuger – gespeist wurden,
- die Wärmeströme (T, U und V), mit deren die Teilsysteme AEP, HBB und ENB von Außen her – d.h. im Defizitfall von externen, fremden Wärmeerzeuger – gespeist wurden,

Die angenommene Methodik der emissions-energetischen Analyse berücksichtigt einerseits die Aspekte der im Bereich der einzelnen energetisch-technologischen Ketten und des gesamten LEK's vorkommenden partiellen und kumulierten Energieaufwendungen und Emissionsbelastungen, andererseits wurde hier auch die Annahme getroffen, dass überall dort wo es nur möglich ist, wurde der Eigenbedarf an Biobrennstoffen (z.B. für die Traktoren oder Körnertrocknung) in erster Linie aus der Eigenproduktion abgedeckt. Das gleiche gilt auch für die Abdeckung des eigenen Elektroenergie- und Wärmebedarfs aus dem eigenen BHKW, das mit dem eigenen Biodiesel befeuert wurde.

Im Bereich der Emissionsbilanz und der sog. CO₂-Rückflussrate wurde die Annahme getroffen, dass der Fähigkeit nach der CO₂-Aufnahme durch den bestimmten Acker die Gesamtemissionen aus den allen Teilsystemen und Teilprozessen des LEK's gegenüber gestellt wurden. Dies wurde schematisch im Bild 6 dargestellt.

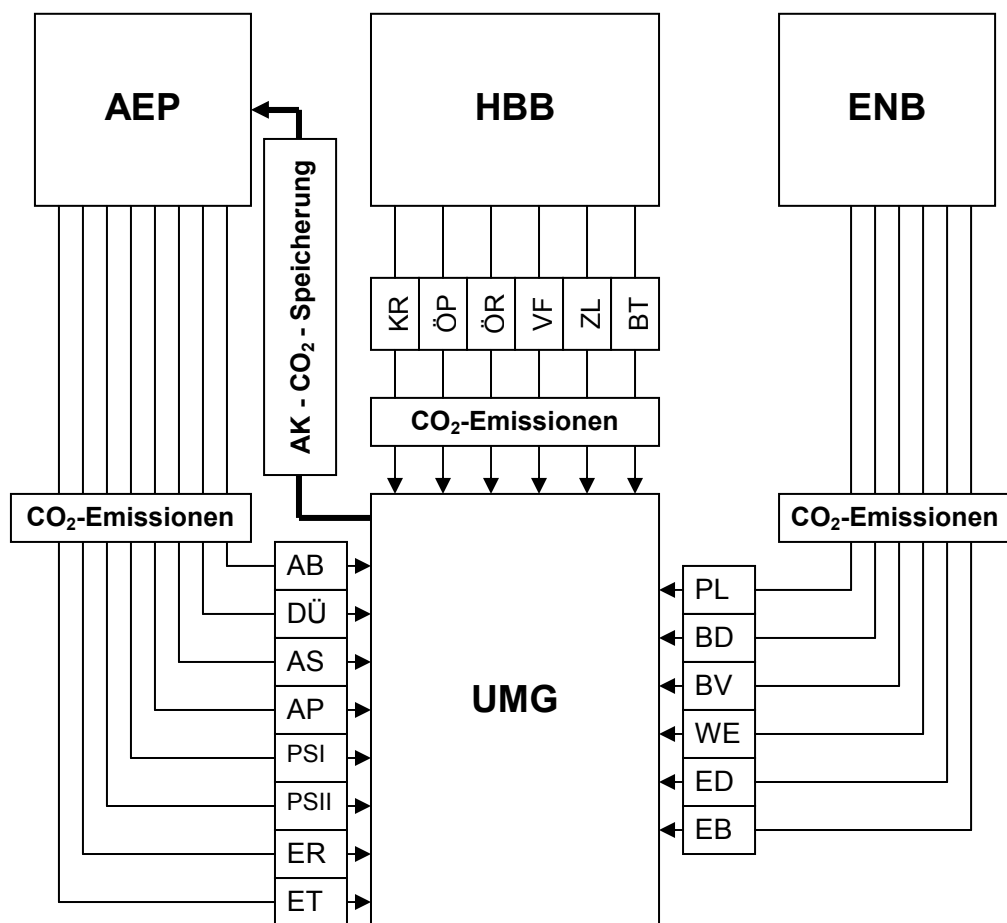


Bild 6: Blockschema des Modells für die CO₂-Bilanzierung im Rahmen des LEK's.

Des weiteren wurde die Annahme getroffen, dass das Teilsystem UMG de facto die umliegende Umwelt darstellt, wo einerseits ein Teil der CO₂-Emissionen des LEK's während der Vegetationsphase der energetischen Pflanzen gespeichert wurde, und andererseits die Gesamtemissionen des LEK's abgeführt wurden.

4. Ausgewählte Abhängigkeiten bzgl. der Energieaufwendungen und Emissionsbelastungen

Das im Bild 5 dargestellte Blockschema bildet die Grundlage für die Durchführung der energetisch-exergetischen Bilanz und der Bestimmung der spezifischen Koeffizienten bzgl. der im Bereich des LEK's vorkommenden Energieaufwendungen und Emissionsbelastungen. Die darauf folgenden Abhängigkeiten widerspiegeln die Energie- und Exergiebilanz der einzelnen Teilsysteme des LEK's.

Für das Teilsystem AEP bekommt man:

$$E_A + E_B = E_C + E_M + E_F + E_P + B_I + B_T \quad (1)$$

wo:

E - Energie,

B - Exergie der Wärme

Für die weiteren Teilsysteme des LEK's bekommt man analog, so für den Bereich HBB:

$$E_C + E_D + E_E = E_A + E_L + E_N + E_G + E_R + B_J + B_U \quad (2)$$

Für den Bereich ENB:

$$E_F + E_G + E_H + B_I + B_J + B_K = E_D + E_O + E_S + B_V \quad (3)$$

und zusätzlich für die Umgebung (UMG):

$$E_M + E_N + E_O + E_P + E_R + E_S + B_T + B_U + B_V = E_B + E_E + E_H + B_K \quad (4)$$

Die spezifischen Energieaufwendungen wurden auf die Menge des bestimmten Energieträgers oder der bestimmten Energieform, die im Rahmen des betrachteten Teilsystems erzeugt wird, bezogen. Im Fall des Teilsystems AEP wird es die Gesamtmasse der geernteten Rapskörner, im Fall des Teilsystems HBB die Gesamtmasse bzw. Gesamtvolumen des erzeugten Biokraftstoffes und im Fall des Teilsystems ENB die Summe der erzeugten Elektroenergie und Exergie der Wärme sein. Unter Berücksichtigung dieser Voraussetzung erhält man entsprechend:

für den Teilsystem AEP:

$$en_{AEP} = \frac{E_C + E_M + E_F + E_P + B_I + B_T}{m_A + m_B} \quad (5)$$

für den Teilsystem HBB:

$$en_{HBB} = \frac{E_A + E_L + E_N + E_G + E_R + B_J + B_U}{m_C + m_D + m_E} \quad (6)$$

und für den Teilsystem ENB:

$$en_{ENB} = \frac{E_D + E_O + E_S + B_V}{E_F + E_G + E_H + B_I + B_J + B_K} \quad (7)$$

Die Grundlage für die Durchführung der Gesamtbilanz der CO₂-Emissionen und die Berechnung der sog. CO₂-Rückflussrate des LEK's bildet das im Bild 6 dargestellte Modell. Beachtend die getroffenen Annahmen erhält man für die spezifischen CO₂-Emissionen folgende Abhängigkeiten

für das Teilsystem AEP:

$$em_{CO_2/AEP} = \frac{m_{CO_2/C} + m_{CO_2/M} + m_{CO_2/F} + m_{CO_2/P} + m_{CO_2/I} + m_{CO_2/T}}{m_A + m_B} \quad (8)$$

für das Teilsystem HBB:

$$em_{CO_2/HBB} = \frac{m_{CO_2/A} + m_{CO_2/L} + m_{CO_2/N} + m_{CO_2/G} + m_{CO_2/R} + m_{CO_2/J} + m_{CO_2/U}}{m_C + m_D + m_E} \quad (9)$$

für das Teilsystem ENB:

$$em_{CO_2/ENB} = \frac{m_{CO_2/D} + m_{CO_2/O} + m_{CO_2/S} + m_{CO_2/V}}{E_F + E_G + E_H + B_I + B_J + B_K} \quad (10)$$

Die Betrachtungen bzgl. CO₂-Rückflussrate des LEK's beziehen sich praktisch nur auf die gegenseitige Wechselwirkung zwischen dem Teilsystem AEP und der Umgebung, vertreten durch den Teilsystem UMG, was schematisch im Bild 6 widerspiegelt wurde. Es ist selbstverständlich, dass durch eine bestimmte Ackerfläche nur ein Bruchteil der durch alle drei Teilsysteme des LEK's generierten CO₂-Emissionen gespeichert werden kann. Aus diesem Grund wird die CO₂-Rückflussrate des LEK's als ein Verhältnis der durch den Teilsystem AEP während der Pflanzenvegetationsphase akkumulierten CO₂-Masse zu der Summe der CO₂-Emissionen, die durch die drei Teilsysteme des LEK's generiert wurden. Man kann damit die CO₂-Rückflussrate des LEK's mit folgender Beziehung ausdrücken:

$$SZ_{CO_2/LEK} = \frac{m_{CO_2/AK}}{m_{CO_2/AEP} + m_{CO_2/HBB} + m_{CO_2/ENB}} \quad (11)$$

wo z.B. für den Teilsystem AEP (siehe auch Bild 2 und Bild 6):

$$m_{CO_2/AEP} = m_{CO_2/AB} + m_{CO_2/DÜ} + m_{CO_2/AS} + \dots + m_{CO_2/PSII} + m_{CO_2/ER} + m_{CO_2/ET} \quad (12)$$

5. Abschließende Bemerkungen

Die in dem vorgelegten Beitrag präsentierten Modellbetrachtungen bilden eine ganz neue Herangehensweise im Bezug auf die Bestimmung der kumulierten und spezifischen Energieaufwendungen, sowie der kumulierten und spezifischen Emissionsbelastungen (am Beispiel der CO₂-Emissionen) im Bereich des Landwirtschaftlich-Energetischen-Komplexes.

Der Landwirtschaftlich-Energetische-Komplex stellt eine Integration von drei verschiedenartigen Technologien und damit ein sehr umfangreiches und interdisziplinäres, wissenschaftlich-technisches Problem dar, dessen vollständige Analyse den Rahmen dieser Veröffentlichung deutlich überschreiten wird. Aus diesem Grund konnten hier nur die ausgewählten, wichtigsten Aspekte einer Masse-, Energie- und Umweltbilanz, sowie der damit verbundenen Annahmen, als auch die wichtigsten, energetisch-ökologischen Bewertungskennzahlen kurz angesprochen werden. Die beiden Autoren möchten jedoch versichern, dass diese Problematik Bestandteil von ihren weiteren wissenschaftlich-technischen Betrachtungen und Veröffentlichungen sein wird.

S u m m a r y

Aspects of consumption of energy and emission loads in cases of co-generation energy systems fed by bio-fuels

The article presents the conception and main model assumptions of a so-called agriculture-fuel-and-energy complex, which encloses the integrated production of energetic plants, bio-fuel, electric energy and heat. The paper also refers to the main theoretical assumptions and to the adopted methodology of energy and emission evaluation for the chosen example of a co-generation energy system conception fed by bio-fuel which was produced in the process of rape oil refining. The study ends with the presentation of chosen calculation relations regarding the energy input and the so-called "rate of return on CO₂ emission" in reference to the individual stages of subsystems of the considered power engineering technology.

„Technische Innovationen im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung“

Dr. Bodo Groß

IZES gGmbH / Altenkessler Straße 17, D-66115 Saarbrücken, gross@izes.de

Schlüsselwörter: KWK, Stirlingmotor, Brennstoffzelle, Dampfmaschine, Strom, Wärme, dezentral

Zusammenfassung:

Kraft-Wärme-Kopplung wird in Zukunft unerlässlich sein, wenn es um nachhaltige, effiziente und dezentrale Strom- und Wärmeversorgung geht. Die dafür eingesetzten Technologien wie Dampfmaschinen, Stirlingmotoren oder Brennstoffzellen sind allerdings keine Innovationen der heutigen Zeit, sondern haben ihren Ursprung bereits vor mehreren Jahrzehnten bzw. Jahrhunderten. Ihr Wiederaufleben, ihre Weiterentwicklung und Integration in moderne Infrastruktursysteme, wie z.B. den Biomassekessel, ist ein wichtiger Schritt zu einer nachhaltigen Energieversorgung der Zukunft. Ihr Einsatz beschränkt sich nicht nur auf große Versorgungseinheiten, sondern sie sind insbesondere für den Gebrauch in kleinen Einheiten wie Ein- oder Mehrfamilienhäusern sinnvoll. Dass die Entwicklung noch lange nicht abgeschlossen ist und nach wie vor viel Optimierungs- und Handlungspotential besteht, steht außer Frage. Ein positives Beispiel hin zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung von Strom und Wärme ist z.B. die Stückholzkessel/Stirling Kombination, die in enger Zusammenarbeit von IZES gGmbH und HOVAL über die letzten Jahre getestet wurde und deren Ergebnisse nun vorliegen.

Abstract:

Combined heat and power will be indispensable if the energetical supply in the future should be sustainable, efficient and decentralised. The used technologies like steam and Stirling engines as well as fuel cells are not innovations from the present time period; they have been their origin in the last decades or centuries. Their revival, their enhancement and integration into modern infrastructure systems, for example biomass boilers, are important steps for a sustainable energy supply in the future. Their applications are not limited only on large supply units; they are particularly adapted for small units like one- or multifamily residences. It's beyond all questions that the development is still not terminated yet. One positive example for a sustainable energy supply for heat and electric power is the combination of a wood log biomass boiler and a Stirling engine, which have been tested in the last years by the IZES gGmbH and the manufacturer HOVAL.

1. Was ist „Innovation“?

Die wörtliche Übersetzung des Begriffs *Innovation* lautet „Neuerung“ oder „Erneuerung“ und ist abgeleitet von den lateinischen Begriffen *novus* „neu“ und *innovatio* „etwas neu Geschaffenes“. Nach dem österreichisch-amerikanischen Ökonom Joseph Alois Schumpeter und seiner *Theorie der wirtschaftlichen Entwicklung* (Berlin, 1911) versteht man unter *Innovation* die Durchsetzung einer technischen oder organisatorischen Neuerung, nicht alleine ihre Erfindung, und auch im heutigen deutschen Sprachgebrauch verwendet man den Begriff im Sinne von „neuen Ideen und Erfindungen“ sowie deren „wirtschaftliche Umsetzung“. In diesem Bereich ist weiterhin zu unterscheiden zwischen *Invention* und *Innovation*. *Inventionen* umfassen neue Ideen bis einschließlich Prototypenbau bzw. konkreter Konzeptentwicklung in einer vormarktlischen Phase. *Innovationen* ergeben sich dann aus deren Umsetzung und Verwertung. Heutzutage sind Begriffe wie *Innovation* oder *innovativ* fast ausschließlich positiv besetzt und werden daher auch gerne als werbewirksame Schlagwörter benutzt, um Produkte, aber auch Konzepte oder Personen in ein

positives Licht zu rücken. Auch im technischen Bereich und vor allem bei Fragen von Energieeffizienz oder Nachhaltigkeit werden immer wieder technische Innovationen vorgestellt - auch wenn es an konkreten positiven Fakten und Erfahrungen mangelt.

2. Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung

Die Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung liegt auf der Hand: sie erzeugt gleich zwei Endenergieprodukte, nämlich Strom und Wärme und erreicht damit einen deutlich höheren Nutzungsgrad als konventionelle Energieversorgungssysteme, bestehend aus der getrennten Erzeugung von Strom (in Großkraftwerken) und Nutzwärme (in dezentralen, meist gebäudebezogenen Einheiten). Der Einsatz von Primärenergie kann mittels dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) deutlich vermindert werden. Positiver Nebeneffekt ist, dass – analog zur Primärenergieeinsparung – auch deutlich weniger klimaschädliche Abgase in die Atmosphäre abgegeben werden. Auch die große Bandbreite und mögliche Einsatzgebiete überzeugen: die Versorgung von Fern- und Nahwärmesystemen durch sogenannte Heizkraftwerke ist ebenso möglich wie die Beheizung von einzelnen Kauf-, Wohn- oder Bürohäusern sowie die Versorgung von öffentlichen Gebäuden wie Schwimmbäder, Krankenhäuser etc. Darüber hinaus punktet die Kraft-Wärme-Kopplung durch ihre dezentrale Stromerzeugung, z.B. durch geringere Netzverluste bzw. –kosten, dem geringeren Primärenergieverbrauch oder den vermiedenen CO₂-Emissionen.

3. Technische Innovationen im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung

Im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung kommen unterschiedliche Technologien zum Einsatz, wie zum Beispiel **Dampfmaschinen, Brennstoffzellen, Stirlingmotoren** sowie konventionelle Gas-, Diesel- und Ottomotoren.

Dampfmaschinen KWK-Anlagen arbeiten mit einem geschlossenen Dampfkreislauf und werden in den letzten Jahren besonders für kleinere Einheiten wie Einfamilienhäuser entwickelt. Eine der ersten Versuchsdampfmaschinen wurde bereits im Jahr 1690 von Denis Papin entwickelt, die Maschine fand aber keine praktische Anwendung. In den nächsten beiden Jahrhunderten wurde die Dampfmaschine kommerziell genutzt und hat großen Anteil an der raschen Industrialisierung in Europa. Beispielsweise baute die Firma L. A. Riedinger AG mit Sitz in Augsburg 1902 eine Dampfmaschine für die Elektro-Zentrale eines Gaswerks. Sie hatte eine Leistung von 55 – 80 PS, eine Drehzahl von 755 U/min, ein Gewicht von 4-5 Tonnen und einen Schwungraddurchmesser von ca. 3m. Deutlich kompakter und kleiner sind die heutigen Modelle, wie die **Dampfmaschine der enginion AG**, die aber Ende 2005 Insolvenz anmeldete. Die Zukunft der Technologie ist derzeit nicht geklärt. Besonderheit der Anlage war die Möglichkeit zur Entkopplung der Turbine und damit die Möglichkeit, die Anlage im reinen Heizungsbetrieb, z. B. in Spitzenlastzeiten, zu betreiben. Die Angaben des Herstellers bzgl. der Zielwerte beliefen sich auf 0,5 – 6,0 kW elektrische und 2,0 – 25 kW thermische Leistung und einem Gesamtwirkungsgrad von ca. 92% bei Vollast. Die **Dampfmaschine von OTAG** [1], der *lion® Powerblock*, befindet sich zurzeit mit einer Kleinserienproduktion in der Markteinführungsphase. Wie bei der Dampfmaschine von enginion handelt es sich auch hier um einen abgeschlossenen Wasser-Dampf-Kreislauf. Die Wirkungsgrade werden mit 10% elektrisch und ca. 94% gesamt beziffert; als Zielwerte bei der elektrischen Leistung nennt der Hersteller 0,3 – 2,0 kW, bei der thermischen 3,0 – 16 kW.

Die Entdeckung des Prinzips der **Brennstoffzelle** kann bereits auf das Jahr 1838 datiert werden. Christian Friedrich Schönbein erkannte den Prozess einer Brennstoffzelle und veröffentlichte

daraufhin seine Entdeckung im Philosophical Magazine („On the Voltaic Polarisation of Certain Solid and Fluid Substances“). Ein Jahr später nahm sich Sir William Robert Grove ebenfalls dem Thema an und veröffentlichte seinen Artikel „On the Voltaic Series and the Combination of Gasses by Platinum“; 1843 entwickelte er die erste „Gasbatterie“. Mittlerweile bieten eine Reihe großer und kleiner Unternehmen, wie beispielsweise BAXI INNOTECH, Hexis, RBZ, Vaillant oder Viessmann Brennstoffzellenheizgeräte an. In der Leistungsklasse 250 kW elektrisch für industrielle Anwendungen ist beispielsweise MTU mit dem sogenannten HotModule weltweit führender Anbieter der MCFC Technologie.

IZES begleitete wissenschaftlich die Integration eines **BAXI Brennstoffzellenheizgerätes** [2] BETA 1.5 in die Versorgung einer Gasdruckregel- und -messanlage (Abb. 1) bei den Stadtwerken Homburg/Saar. Die Stadtwerke Homburg übernehmen in ihrer GDRMA Erdgas auf einer hohen Druckstufe. Um es aber ins öffentliche Netz einspeisen zu können, muss dieses Erdgas zunächst auf eine niedrigere Druckstufe gebracht werden. Die Expansion des Gases, d.h. die „Entspannung“ von einem hohen auf ein niedrigeres Druckniveau, verursacht eine Temperaturemniedrigung (Joule-Thomson-Effekt) und die hier entstandene Kälte birgt – rein durch den physikalischen Prozess der Entspannung – latent die Gefahr einer Vereisung der Anlage. Um dem entgegen zu wirken, wird das ankommende Gas vor der Drosselung in der GDRMA vorgewärmt. Konventionell erfolgt die Gasvorwärmung über übliche Gaskessel bzw. in neuen bzw. erneuerten Anlagen mit Gasbrennwertkesseln. Vor dem Hintergrund knapper werdender Rohstoffe und Ressourcen wird der Einsatz neuer Technologien und die Nutzung erneuerbarer Energien aber immer wichtiger, um die Energieeffizienz zu erhöhen. Ziel des Vorhabens in Homburg war und ist daher die Implementierung eines Brennstoffzellen-Heizgerätes zur dezentralen Strom- und Wärmeversorgung der GDRMA.

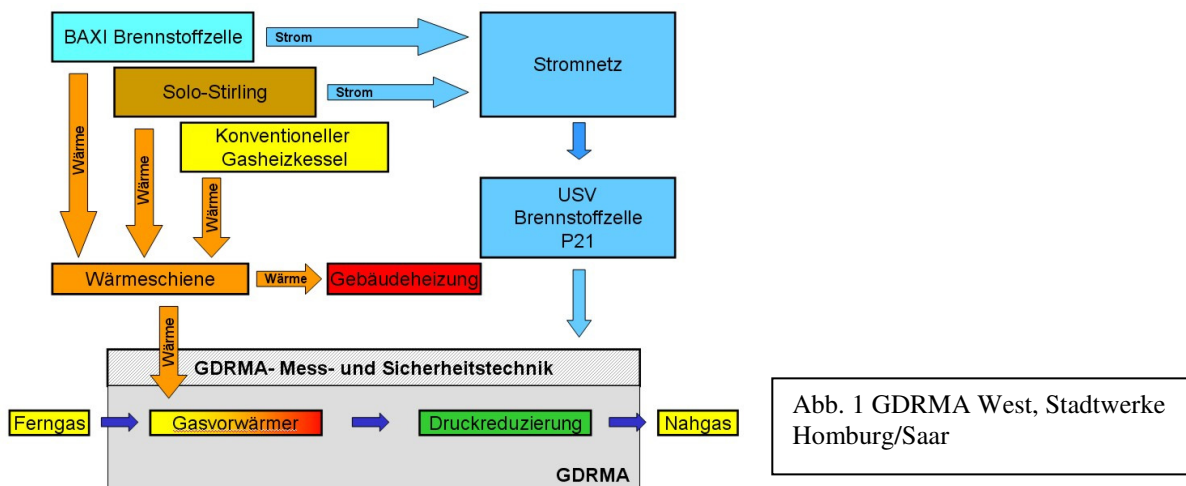


Abb. 1 GDRMA West, Stadtwerke Homburg/Saar

Neben einer Brennstoffzelle kommt auch ein **Stirlingmotor** zum Einsatz. Benannt nach seinem Erfinder, dem Pfarrer Robert Stirling (1816: Patent für Stirlingmaschinen), hatte der Stirling seinen ersten Einsatz in Bergwerken als Ersatz für Dampfmaschinen. Das mit Erdgas betriebene Brennstoffzellen-Heizgerät soll in Verbund mit dem Stirlingmotor BHKW und einem konventionellen Heizkessel die Grundlast der ausgewählten GDRMA abdecken. Als zusätzliche Innovation wird eine weitere Brennstoffzelle zur Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung installiert. In insgesamt 6.207 Betriebsstunden von Juli 2007 bis Mai 2008 produzierte die Anlage 9.010 kWh elektrische und 18.330 kWh thermische Energie. Die Betriebsbereitschaft lag bei 85% bei einem elektrischen Nutzungsgrad über die Gesamtlaufzeit von

27%. Im Rahmen des Vorhabens wurde das Patent mit der Bezeichnung *Vorrichtung zur Vorwärmung eines Gases in einer Gasdruckregel- und Messanlage* umgesetzt. Zu Vorhabensbeginn wurde zunächst ein **Stirlingmotor der SOLO Stirling GmbH, Modell V161** mit einem 2-Zylinder V-Motor eingesetzt. Die Messungen ergaben einen elektrischen Nutzungsgrad von knapp über 24%, der Gesamtnutzungsgrad lag bei ca. 95%. Die elektrische Leistung der Anlage liegt bei 2,0 – 7,5 kW elektrisch und 8,0 – 22 kW thermisch. Nach der Insolvenz der SOLO Stirling GmbH im Juni 2007 wurde die Technologie vom Schweizer Unternehmen Stirling Systems AG übernommen, aber auch dort nicht weitergeführt. Aktuell wird der Service für die installierten SOLO Maschinen von der schwedischen Firma Cleanergy übernommen. Dort soll auch die Produktion wieder aufgenommen werden. Aktuell ist der **Stirlingmotor von WhisperTech, der WhisperGen**, in die GDRMA integriert. Die Anlage mit einer 4-Zylinder Siemens Anordnung arbeitet mit Stickstoff als Arbeitsgas bei einem nominalen Druck von 20 bar. Die Leistung liegt bei ca. 1,0 kW elektrisch und 7,0 – 12 kW thermisch. Messungen im Rahmen des Projektes ergaben Nutzungsgrade von ca. 11% elektrisch und ca. 93% gesamt. Die Firma WhisperTech hat für 2009 die Produktion von 30.000 Aggregaten angekündigt [3]. Der Produktionsstandort wird aktuell in Spanien auf- und ausgebaut, aktuelle Informationen über den Stand und die zukünftige Planung liegen derzeit nicht vor.

4. Von der Idee (Invention) zum (Vor-)Serienprodukt (Innovation)

Die energetische Nutzung von Holz als regenerativer Energieträger beschränkt sich in der Regel auf die Erzeugung von thermischer Energie für Heizzwecke. Grundsätzlich ist es aber auch möglich, mit Hilfe eines Stirlingmotors einen variablen Anteil der Verbrennungswärme in elektrische Energie umzuwandeln. Die Firma HOVAL [4] hat in den vergangenen Jahren die Entwicklung einer Klein-KWK-Anlage – ausgeführt als Stückholzkessel/Stirling Kombination - für den Leistungsbereich 1 kW elektrisch und bis zu 50 kW thermisch bereits erfolgreich vorangetrieben. In Zusammenarbeit mit der IZES gGmbH sollte die Alltagstauglichkeit dieser Anlagenkombination für den Kleinanwendungsbereich belegt werden.

Das von der IZES gGmbH wissenschaftlich begleitete Vorhaben hatte seinen Ursprung bei HOVAL, welche die Idee einer „dezentralen, CO₂-neutralen Erzeugung von elektrischer Energie als „Abfallprodukt“ der Wärmeerzeugung aus Holz“ umsetzen wollten. In einer ersten Testphase wurde der Prototyp im Labortest von Mai 2001 bis November 2003 im simulierten Alltagsbetrieb über einen Zeitraum von etwa 2.500 Betriebsstunden in zwei Phasen betrieben. In der ersten Phase wurde der Motor etwa 1.300 Stunden betrieben, im Anschluss komplett zerlegt, auf Verschleiß untersucht und ohne Teiletausch wieder zusammengesetzt. In einer zweiten Phase wurde der Motor weitere 1.200 Stunden erfolgreich betrieben. 2004 entschied man gemeinsam, das Projekt mit einer Kleinstserie und im Rahmen einer zweiten Testphase weiterzuführen. Dazu wurden sieben weitere Stirlingmotoren (2. Generation) produziert. Gefördert durch die Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe e.V. und Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (FKZ 220 176 05), startete der Feldtest zweier Anlagen Ende 2006.



Abb. 2 Biomassekessel/ Stirling Kombination, in Sulzbach

Diese beiden Anlagen wurden mit umfangreicher Messtechnik ausgestattet und über einen Zeitraum von zwei Jahren wissenschaftlich von der IZES gGmbH begleitet. Am saarländischen Standort Forsthaus Sulzbach (Wohnfläche ca. 150m², bis dato gasversorgt) wurde die Kombianlage (Stirlingleistung 1 kW elektrisch, HOVAL AgroLyt Stückholzvergaserkessel mit 25 kW Nennleistung, 1.500 Liter Pufferspeicher) installiert. Der 1-Zylinder-Stirlingmotor in β -Konfiguration arbeitet mit Stickstoff bei 12 bar Nenndruck (Abb.2). Das Monitoring über zwei komplette Heizperioden ermöglichte es, vorhandenes Optimierungspotential zeitnah zu erkennen und teilweise auch bereits umzusetzen. Die Messdaten wurden in einer Datenbank verarbeitet, ausgewertet und anschließend gemeinsam mit dem Hersteller der Stückholzkessel/Stirlingmotor Kombination analysiert.

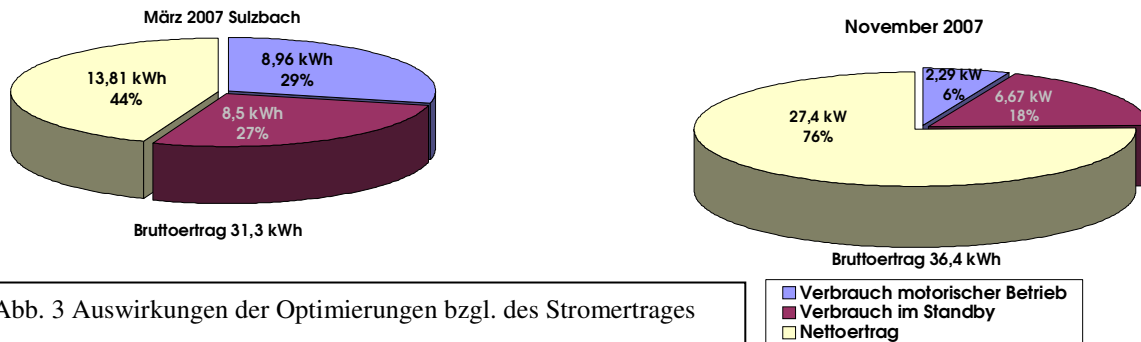


Abb. 3 Auswirkungen der Optimierungen bzgl. des Stromertrages

Unter anderem wurden Änderungen an der Parametrierung der Kesselsteuerung sowie der Anlagenhydraulik durchgeführt. Um die „Kommunikation“ zwischen Stirlingmotor und Kesselsteuerung zu verbessern, wurden die Parameter der Kesselsteuerung nach Auswertung der ersten Ergebnisse in mehreren Schritten angepasst. Ein besonderer Schwerpunkt lag bei der Eigenstromverbrauchsminimierung des Stirlingmotors (Abb. 3). Lange Laufzeiten im motorischen Betriebsmodus führten zu einem hohen Stromverbrauch, häufiges Takten im Temperaturgrenzbereich zu einer hohen mechanischen Belastung. Nach den durchgeführten Optimierungsmaßnahmen konnte der Stromverbrauch durch kürzere Laufzeiten im motorischen Betriebsmodus deutlich gesenkt werden und das Takten im Temperaturgrenzbereich nahezu vollständig unterdrückt werden.

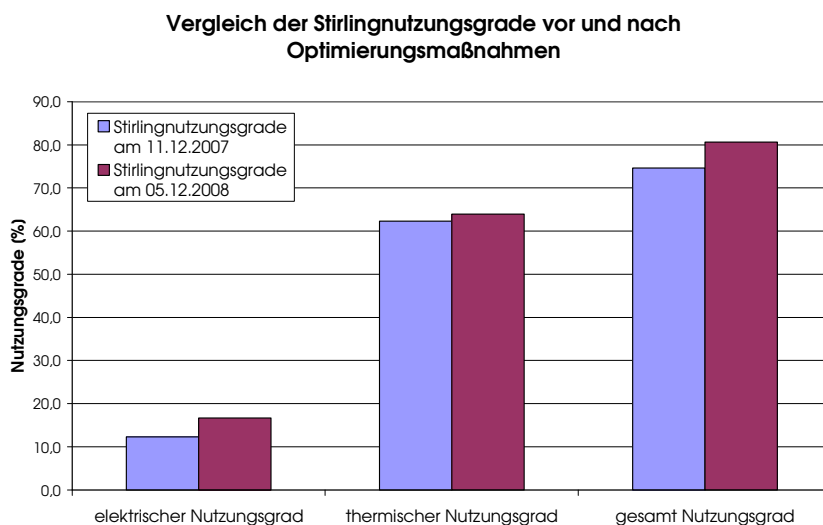


Abb. 4: Vergleich der Stirlingausnutzung Dezember 2007 und Dezember 2008 bei einer Erhitzerkopftemperatur von > 700°C

Neben der Reduzierung des Eigenstromverbrauchs des Stirlingmotors konnte durch die durchgeführten Optimierungsmaßnahmen eine Erhöhung des elektrischen sowie des thermischen Nutzungsgrades, und damit eine Erhöhung des Gesamtnutzungsgrades des Stirlingmotors, bei gleicher Erhitzerkopftemperatur, erreicht werden (Abb. 4).

Auch der Nutzer der Anlage konnte am Ende des Feldtests ein positives Resümee ziehen. Der Mehraufwand, der durch den Betrieb des Stirlingmotors entstand, war kaum spürbar und die Gesamtanlage läuft trotz des Feldtestcharakters auch nach über 2.000 Betriebsstunden sehr zuverlässig und ohne erkennbare Leistungsdegradation des Stirlings. Im Jahr 2008 wurde der (redundante) Gaskessel zu keiner Zeit benötigt: Die Feldtestanlage konnte den Bedarf an Heizenergie und Warmwasser vollständig abdecken, der erzeugte Strom wurde ins öffentliche Netz eingespeist.

Der Feldtest trug maßgeblich zur Realisierung einer ersten Kleinserie von 20 Stückholzkessel/Stirlingmotor Kombinationen bei. Der *AgroLyt®Stückholzkessel mit Stirling Motor* ist eine Weiterentwicklung der Projektanlage am Standort Sulzbach und seit Herbst 2008 verfügbar. Optimierungen im Bereich Motorfertigung (Mechanik), Steuerung und Software führten zu einer Erhöhung des Ertrages in kWh je (Labor-)Betriebsstunde um ca. 15%. Derzeit ist geplant, am Projektstandort Forsthaus Sulzbach auch die Kleinserienanlage einzusetzen, um die Ergebnisse des Monitorings und die daraus erarbeiteten Verbesserungen auf das Kleinserienmodell sichtbar zu machen und weiteres, bereits erkanntes, Optimierungspotential umzusetzen.

5. Quellen

[1] OTAG GmbH, <http://www.otag.de/>

[2] BAXI Innotech, <http://www.baxi-innotech.de/index.php?id=home>

[3] http://www.energieverbraucher.de/de/Energiebezug/Kraft-Waerme-Kopplg/Stirling/WhisperGen_931/, 18.09.2009

[4] Hoval Deutschland GmbH, <http://www.hoval.de/default.htm>

„Biomassekessel/Stirlingmotor Kombination: Stand der Technik und Perspektiven“

Dr. Bodo Groß

IZES gmbH / Altenkessler Straße 17, D-66115 Saarbrücken, gross@izes.de

Schlüsselwörter: Biomassekessel, Stirlingmotor, Wärme, Strom, Pellets, Biobrennstoffe

Zusammenfassung:

In unserem zukünftigen Energiesystem wird die nachhaltige Erzeugung von Strom und Wärme auf Basis erneuerbarer Energieträger – insbesondere Biomasse - eine wichtige Rolle spielen. Insbesondere die Kombination von Biomassekessel mit Stirlingmotor bietet hier vielfältige Möglichkeiten: Neben der dezentralen Produktion von thermischer Energie für Raumwärme und Warmwasser durch einen Biomassekessel wird durch Integration eines Stirlingmotors auch Strom erzeugt. Einzelne Hersteller und Systeme sind bereits erfolgreich am Markt eingeführt, andere stehen kurz vor der Serienreife oder befinden sich noch in der Entwicklung. Parallel zur Entwicklung in der Industrie wird auch in - von der EU oder dem Projektträger Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) im Auftrag des BMELV - geförderten Projekten die Entwicklung und Optimierung dieser Technik unterstützt. Die weitere Entwicklung dieser Technologie, ebenso wie die Chancen am Markt, wird durchweg positiv gesehen.

Abstract:

In future energy systems the sustainable production of power and useful thermal energy on basis renewable energy sources will play a decisive role. Particularly the combination of biomass boilers and Stirling engines offers good and manifold prospects. Between the decentralised production of useful thermal energy for room heating and hot water purposes within a biomass boiler the integration of a Stirling engine into such systems provides the possibility to produce additionally electrical power. Some systems are still established on the market, some systems are currently under way.

1. Einleitung

Spricht man von der Energieversorgung der Zukunft und damit von der gekoppelten dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung, denkt man an „neue Technologien“ wie die Kombination von Biomassekessel und Stirlingmotor. Dass diese Technologien eigentlich schon uralt sind, vergisst man dabei. Der Erfinder Robert Stirling wurde bereits 1816 das Patent für den Stirlingmotor bzw. dessen Prinzip erteilt. Erste (Serien-)Einsätze für den Stirlingmotor gab es bereits im 19ten Jahrhundert in Bergwerken als Ersatz für die Dampfmaschine, die ihrerseits bereits im Jahr 1680 entwickelt wurde.

Das Wiederaufleben der neuen alten Technologien hat viele Gründe. Genannt werden können das offensichtliche und stetig knapper werdende Angebot an fossilen Energieressourcen, der wachsende Anspruch des Einsatzes von Energieträgern im Sinne der Nachhaltigkeit (nachwachsend statt fossil) und damit einhergehend auch eine gewisse Unabhängigkeit vom Energieversorger und nicht zuletzt auch der Gedanke an Umweltschutz, d.h. die Reduzierung von klimaschädlichen Abgasen.

Die Energieerzeugung mit Hilfe des nachwachsenden Rohstoffs Holz ist zum einen eine klimafreundliche Lösung und bietet zum anderen eine unabhängige Alternative zum Energieversorger. Solche Holz- oder Pelletsheizungen sind bereits in vielen Einfamilienhäusern zu finden, dienen hier aber in den meisten Fällen lediglich zur Wärmeerzeugung. In jüngster Zeit werden aber auch vermehrt Biomassekessel mit Stirlingmotor zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung am Markt angeboten. Hier erzeugt der Haushalt nicht nur Heizwärme und Warmwasser, sondern mit einem Stirlingmotor als Zusatzmodul auch Strom, der selbst genutzt oder in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann.

2. Produkt- und Projektübersicht

Das Potential an einsetzbarer Biomasse ist groß und die Produktpalette reicht über Holzhackschnitzel, Stückholz, Energiekorn, Pflanzenöl bis hin zu Pellets.

Pelletmaschinen bzw. -heizungen eignen sich insbesondere für den Einsatz in Ein- und Zweifamilienhäusern, sind aber auch in der Lage, größere Wohn- oder Betriebseinheiten mit mehreren in Reihe geschalteten Pelletheizungen zu versorgen.

Zu den Pelletmaschinen gehört u.a. der mit Holzpellets betriebene „**Dampfmotor**“ der **OTAG GmbH** [1]. Der **Pellet-lion® powerbock** leistet 0,3-2,0 kW elektrisch und 3,0-16 kW thermisch und eignet sich daher besonders für die Nutzung in Ein- bis Dreifamilienhäusern. Er arbeitet als abgeschlossener Wasser-Dampf-Kreislauf. Der zukünftige Gesamtnutzungsgrad der Anlage wird mit 94% angegeben, der elektrische Nutzungsgrad liegt bei ca. 10%. Der **Pellet-lion®** befindet sich derzeit in der Markteinführungsphase.

Beim **Pelletstirling von Stirling Power Module/ KWB** [2] wurde der Stirlingmotor nachträglich in einen Serienpelletkessel der Firma KWB Biomasseheizungen integriert. Bei der Anlage handelt es sich derzeit noch um ein reines Forschungsprojekt. Die Technikkombination ist noch nicht im Handel erhältlich, eine Markteinführung wird zum frühestmöglichen Zeitpunkt angekündigt [3]. Der 4-Zylinder-Stirlingmotor hat eine Nennleistung von ca. 1,0 kW elektrisch und ca. 15 kW thermisch. Als Arbeitsgas wird Stickstoff eingesetzt.

Die am weitesten entwickelte Pelletmaschine ist derzeit die **Sunmachine**[4]. Bei dieser Anlage handelt es sich um ein vollintegriertes KWK-System zur Verbrennung von Holzpellets. Die Gesamtleistung der Brenneinheit wird mit einer Gesamtleistung von 14,9 kW angegeben. Der einzylindrische Stirlingmotor (Zylindervolumen 520 ccm) arbeitet mit Stickstoff (max. 40 bar) als Arbeitsgas. Die angegebene Netzeinspeiseleistung soll beim Serienmodell bei ca. 3 kW elektrisch, die thermische Leistung bei ca. 10,5 kW liegen. Laut Herstellerangaben soll der Gesamtnutzungsgrad des Seriensystems bei knapp 90%, der Nutzungsgrad elektrisch bei ca. 20% liegen.

Im Bereich von Mehrfamilienhäusern ist derzeit die Firma **HOVAL** aktiv. Derzeit wird ein System bestehend aus einem 50 kW Pelletkessel in Kombination mit einem 1 kW, sogenannten „Add-on“ Stirling Modul im Praxistest erprobt.

Eine Alternative zum Einsatz von Pellets ist **Holzhackgut**. Die Anlage am Ökopark Hartberg verbrennt solches Holzhackgut mit einer angegebenen Brennstoff-Wärmeleistung von 880 kW. Der integrierte einzylindrische Stirlingmotor wurde von **Joanneum Research** [5] in Graz geplant,

gebaut und im Labor geprüft. Als Arbeitsgas kommt hier Helium mit einem maximalen Druck von ~ 20 bar zum Einsatz. Die Motorkenndaten, wie die Nennleistung von 30 kW elektrisch und ein Motorwirkungsgrad von 26 %, konnten bei Versuchsläufen im Labor nachgewiesen werden. Aktuell wird eine zweite Anlage mit 3,0 kW elektrisch im EU-Projekt POLYsmart entwickelt und erprobt.

Beim **4-Zyklen-Ericssonmotor** der Firma **Enerlyt Technik GmbH** [6] handelt es sich um ein integriertes KWK-System zur Verbrennung von Pflanzenöl. Bei einem Hubraum von ca. 1.640 ccm beträgt die Feuerungsleistung 5,0 kW. Der eingesetzte Ericssonmotor besteht aus zwei Zylindern, die mit Helium als Arbeitsgas bei 4,5 bar arbeiten. Die Nennleistung des Systems liegt bei 1,0 kW elektrisch und 3,5 kW thermisch, der elektrische Nutzungsgrad wird mit ~ 20% angegeben.

Stirling Denmark [7], gegründet 2004, arbeitet mit dem **SM5A (SD5)** an der Entwicklung eines Biogas-Stirling mit einer Nennleistung von 9 kW elektrisch. Laut Herstellerangaben hat die Anlage einen Nutzungsgrad elektrisch von 21,1%, der Nutzungsgrad gesamt wird mit 86,3% (VL/RL 45°C/30°C) beziffert. Die 1-Zylinder β -Konfiguration arbeitet mit Helium bei 80 bar. Der Prototyp war deutlich über 6.000 Stunden in Betrieb; eine Markteinführung ist für Mitte 2010 geplant. Der vierzylindrische **SD3-E4** (Arbeitsgas Helium bei 45 bar) wurde sowohl als System mit direkter Holzhackschnitzelfeuerung als auch als System mit Holzvergaser konzipiert. Mawera/Viessmann, die den Kessel für die Holzhackschnitzelfeuerung lieferten haben derzeit scheinbar weitere Entwicklungsarbeiten in die Zukunft verschoben. Das Holzvergasersystem (entwickelt von Stirling Denmark, gebaut von Danstoker) wird erfolgreich am Markt angeboten. Das System hat eine Nennleistung von 35 kW elektrisch, der Nutzungsgrad elektrisch wird mit ~ 14% für das Gesamtsystem angegeben. Der Hersteller gibt an, dass die Feuerungsleistung des Kessels bei 250 kW liegt.

Dass neben Strom nicht nur Wärme sondern auch Kälte produziert werden kann, zeigt die im **EU-Projekt NANOSTIR** (Förderung durch die Europäische Kommission, 6. Forschungsrahmenprogramm) vorgestellte **KWKK-Lösung** zur Verbrennung von Energiekorn und weiteren festen Biomassen in Kombination mit einem Stirlingmotor und einer Absorptionskältemaschine. Die geplante Anlage, bei der es sich in einem ersten Schritt um ein reines Forschungsprojekt handelt, kombiniert einen Biomassekessel (mit einer thermischen Leistung von 45 kW), einen Stirlingmotor (mit 1 kW elektrischer und 3 kW thermischer Leistung bei einer Wärmeaufnahme von ~ 5 kW) und eine Absorptionskältemaschine (mit einer Kälteleistung von 15 kW). Einer der Projektschwerpunkte liegt bei der Verbesserung des Stirlingmotors durch eine Nanobeschichtung des Erhitzerkopfs. Aktuell befindet sich das Projekt in der Aufbauphase der Projektanlage.

Gemeinsam mit der Firma **HOVAL** konnte die **IZES gGmbH** die Alltagstauglichkeit einer **Stückholzkessel /Stirlingmotor Kombination** (Abb. 1) untersuchen. Nach erfolgreichen Prüfstandtests bei HOVAL wurde die Technikkombination an mehreren Standorten installiert, eine davon in Sulzbach/Saarland. Bei dem zu versorgenden Gebäude handelt es sich um ein Forsthaus aus dem Jahre 1880 mit ca. 150 m² Wohnfläche, bis Projektbeginn gasversorgt. Kombiniert wurde ein Stirlingmotor mit einem angekoppelten, netzparallel betriebenen Drehstromgenerator und einer Leistung von 1 kW elektrisch in einen AgroLyt Stückholzkessel mit 25 kW Nennleistung der Firma HOVAL



Abbildung 1: Biomassekessel mit Stirlingmotor

eingebaut. Bei der Stirlingmaschine handelt es sich um eine Einzylindermaschine in β -Konfiguration, eingesetztes Arbeitsgas ist Stickstoff bei einem Nenndruck von max. 12 bar.

Die Anlage wurde über während der Projektlaufzeit über zwei komplette Heizperioden wissenschaftlich begleitet und ist, gemeinsam mit der Messtechnik, nach wie vor in Betrieb. Die evaluierten Daten wurden ausgewertet und gemeinsam mit dem Hersteller der Stückholzkessel/Stirlingmotor Kombination analysiert. Nach insgesamt zwei Optimierungsphasen konnte die Anlage deutlich verbessert werden. Während lange Laufzeiten im motorischen Betriebsmodus zu einem hohen Stromverbrauch führten und das häufige Takten im Temperaturgrenzbereich eine hohe mechanische Belastung darstellte, konnte nach den Optimierungen der Stromverbrauch durch kürzere Laufzeiten im motorischen Betriebsmodus deutlich gesenkt und das Takten im Temperaturgrenzbereich nahezu vollständig unterdrückt werden. Insgesamt konnten die Optimierungen u.a. zu einer Erhöhung des elektrischen Nutzungsgrades des Stirlingmotors bei gleichzeitiger Steigerung des Gesamtnutzungsgrades und zu einer Erhöhung der elektrischen und Gesamtleistung des Stirlingmotors bei gleichzeitiger Reduzierung der Erhitzerkopftemperatur und dadurch verminderter Abgasverluste beitragen.

Die beiden Abbildungen (Abb. 2, Abb. 3) zeigen die Aufteilungen der eingesetzten Energiemenge vor und nach den durchgeführten Optimierungen. Sie haben bei gleicher thermischer Leistung zu einer deutlich erhöhten elektrischen Stirlingleistung geführt. Der Gesamtnutzungsgrad der eingesetzten Brennstoffenergie konnte auf über 80% erhöht werden.

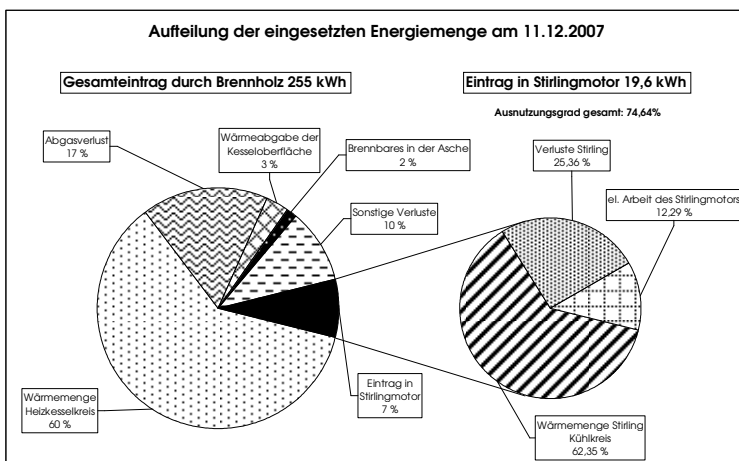


Abb. 2: Aufteilung der eingesetzten Energiemenge Dezember 2007

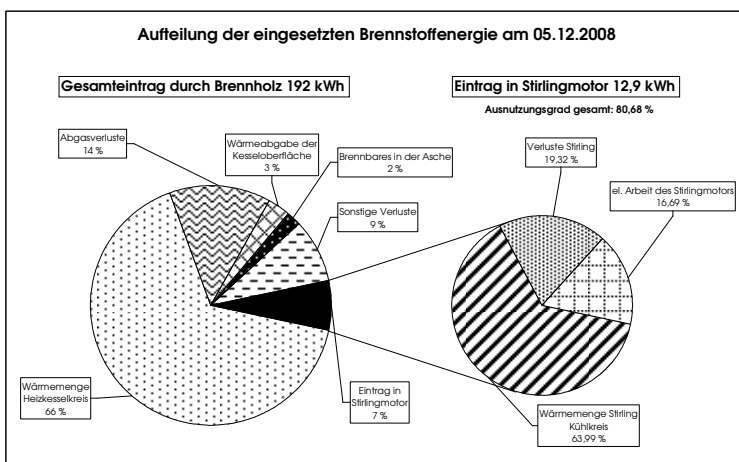


Abb. 3: Aufteilung der eingesetzten Energiemenge Dezember 2008

Wie der Feldtest belegte, konnte die Projektanlage den Bedarf an Heizenergie und Warmwasser vollständig abdecken; im Jahr 2008 wurde der (redundante) Gaskessel nicht benötigt. Das Monitoring trug maßgeblich zu einer Realisierung einer ersten Kleinserie von 20 Stirlingmotoren bei. Der *AgroLyt® Stückholzkessel mit Stirling Motor* ist eine Weiterentwicklung der Projektanlage am Standort Sulzbach und seit Herbst 2008 auf dem Markt verfügbar. Weiterentwicklungen im Bereich der Motorfertigung (Mechanik) und bei Steuerung und Software führten im Resultat zu einer Erhöhung des Ertrages in kWh je Betriebsstunde um ca. 15%.

Der Alltagstest in Sulzbach wurde unter dem Förderkennzeichen 220 176 05 durch die Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz gefördert.

3. Stand der Technik und Perspektiven:

Einige der vorgestellten Systeme befinden sich auf dem Weg zur Serienreife; technisches Optimierungspotential ist vorhanden und zum Teil bereits identifiziert. Der Großteil an Entwicklungsarbeiten wurde bisher von kleinen Betrieben oder Einzelpersonen durchgeführt.

Die angestrebten Produkte < 3,0 kW elektrische Leistung sind tauglich für den Einsatz im Massenmarkt; im größeren Leistungsbereich sind die Marktchancen aufgrund der hohen Flexibilität der Technik durchaus positiv zu bewerten. Steigende Marktchancen ergeben sich vor allem auch im Bereich fester und „**problematischer**“ Biobrennstoffe. Auch Peripherkomponenten wie z.B. Beschichtungs- und Abgasreinigungssysteme können von einer Marktdurchdringung profitieren und dadurch ihre Einsatzmöglichkeiten erweitern.

4. Wirtschaftlichkeit:

Leider ist derzeit aufgrund zu hoher spezifischer Investitionen noch kein wirtschaftlicher Betrieb möglich; Produkte mit Serienreife und entsprechender Stückzahl könnten dies ändern. Entsprechende Standzeiten und über die Lebensdauer „konstante“ Nutzungsgrade für Serienprodukte müssen noch nachgewiesen werden. Zur wirtschaftlichen Bewertung kommt hinzu, dass die öffentliche Förderung – im Gegensatz z.B. bei Brennstoffzellen – leider relativ gering ist.

5. Quellen:

- [1] OTAG GmbH & Co KG, <http://www.otag.de/>
- [2] Stirling Power Module Energieumwandlungs mbH, <http://www.stirlingpowermodule.com/>
- [3] http://www.waerme-wasser.com/wp/?page_id=273, 18.09.2009
- [4] Sunmachine GmbH, <http://www.sunmachine.com/>
- [5] Joanneum Research Forschungsgesellschaft mbH, <http://www.joanneum.at/>
- [6] Enerlyt Technik GmbH, <http://www.enerlyt.de/>
- [7] Stirling Denmark, <http://www.stirling.dk/>

Strom aus biogenen Rohstoffen – Entwicklung eines SOFC-Systems

Marc Heddrich, Matthias Jahn, Conrad Karden, Felix Marschallek, Markus Pohl
Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS, Winterbergstraße 28, 01277 Dresden,
markus.pohl@ikts.fraunhofer.de

Schlüsselwörter: (Brennstoffzelle, Biogas, SOFC)

Zusammenfassung:

Für den effizienten Einsatz von biogenen Energieträgern zur Bereitstellung von Strom und Wärme können Brennstoffzellen einen wichtigen Beitrag leisten, da sie einen hohen Wirkungsgrad bei der Energiewandlung über einen weiten Leistungsbereich von einigen Watt bis zu mehreren Megawatt besitzen. Speziell die Festoxid-Brennstoffzelle (engl: solid oxide fuel cell = SOFC) kann in diesem Leistungsbereich unter Verwendung kohlenwasserstoffhaltiger Brennstoffe wie beispielsweise Erdgas, Biogas und Bioethanol eingesetzt werden. Auf Grund der hohen Betriebstemperatur von $T = 650 - 850 \text{ °C}$ ist die Gasaufbereitung weniger komplex und es besteht die Möglichkeit der effizienten Nutzung der Abwärme. Für den Einsatz von Biogas wurde ein SOFC-System aufgebaut und mit synthetischem Biogas sowie unter realen Feldtestbedingungen mit fermentativ erzeugtem Biogas betrieben. Die Versuchsanlage wurde in verschiedenen Testreihen insgesamt 3000 Stunden betrieben. Dabei konnte das Potential der Technologie durch einen Bruttowirkungsgrad von 43,9 Prozent bei optimierten Betriebsbedingungen gezeigt werden.

1. Einleitung

Zur Deckung des Energiebedarfs werden zukünftig biogene Rohstoffe einen wachsenden Anteil neben der Wasserkraft, Windkraft und Sonnenenergie einnehmen. Die energetische Verwertung von flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoffen aus biogenen Quellen erfordert die Entwicklung neuer Verfahren im Bereich der Produktion und Aufbereitung. Vom Fraunhofer IKTS in Dresden wurde eine auf SOFC-Technologie basierende Anlage zur Bereitstellung von Strom und Wärme auf der Grundlage von nachwachsenden Rohstoffen konzipiert und gebaut. Die gesamte Prozesskette von Biogaserzeugung mit Vorzerkleinerung, Desintegration und Fermentation der Biomasse über Biogaskonditionierung, bis hin zur Bereitstellung von elektrischem Strom und Wärme wurde dargestellt. Das Brennstoffzellensystem besitzt eine Nennleistung von $P_{el} = 1,3 \text{ kW}$ bei einem elektrischen Nettowirkungsgrad von $\eta_{el} = 38 \%$. Mit der Anlage wird die technische Umsetzbarkeit des Verfahrens nachgewiesen und der Wirkungsgrad der einzelnen Stufen bestimmt. Bei der stationären Anwendung können durch Stromerzeugung mittels konventioneller BHKW-Technologie auf Basis eines Gasmotors bei einer Anbaufläche von einem Hektar fünf Haushalte mit elektrischer Energie versorgt werden.

Die Wirtschaftlichkeit der Biogaserzeugung wird neben den Kosten für die eingesetzten Substrate stark von der erzielten Gasausbeute sowie von der maximalen Kapazität der Anlage beeinflusst. Durch die verfahrenstechnische Optimierung der Biogaserzeugung konnte die Gasausbeute bezogen auf die Trockenmasse des Substrates um 30 % erhöht werden. Die Verweilzeit konnte auf 30 Tage herabgesetzt werden, wodurch das Reaktorvolumen reduziert wird und die Anlagen bei gleicher Leistung kleiner gebaut werden können. Der neue innovative Verfahrensansatz ist in der Abbildung 1 wiedergegeben. Im linken Teil des Verfahrensschemas ist die Vorbehandlung der Substrate dargestellt. In der Anlage wird zum großen Anteil Maissilage eingesetzt. Diese kann auf Grund der Konservierungsschicht nur schwer in der Fermentationsstufe durch die Bakterien umgesetzt werden. Daher erfolgt neben der erforderlichen mechanischen Zerkleinerung eine Wäsche der Maissilage zum Abtrag der Konservierungsschicht. Durch das Verfahren der Desintegration, welches ebenfalls am IKTS entwickelt worden ist, findet eine Aktivierung der eingesetzten Biomasse statt. Die mit diesen Verfahren vorbehandelten Einsatzstoffe werden dann einer Hydrolysestufe zugeführt. Durch diese Vorhydrolyse wird ebenfalls die Gasausbeute verbessert und die Verweilzeit reduziert. In dem Fermenter (Mitte) erfolgt dann die Umsetzung zum Biogas welches nach einer Aufbereitung in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) oder in der Brennstoffzelle (SOFC) genutzt werden kann. Für den Einsatz in der SOFC ist dabei zusätzlich eine Feinreinigung zur Entfernung von

Schwefelwasserstoff (H_2S) durchzuführen. Zur Schließung des Stoffkreislaufs erfolgt eine Aufbereitung des Gärrestes zur Erzeugung festen und flüssigen Düngers, mit dem die Nährstoffe aus dem Substrat wieder auf die Felder gebracht werden können. Das ist ein nachhaltiges Konzept zur Energieversorgung.

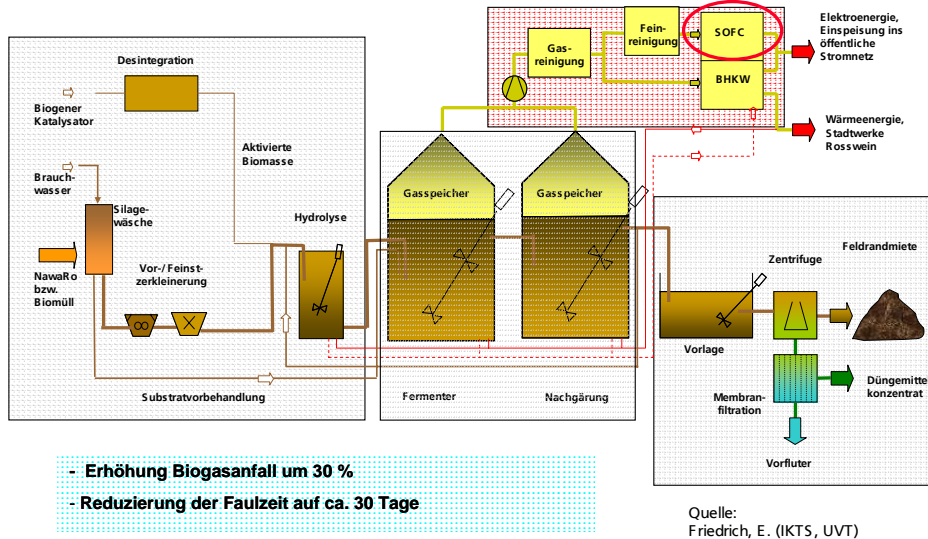


Abbildung 1: Innovatives Verfahren zur Biogaserzeugung

2. SOFC System und Komponenten

Die aufgebaute Brennstoffzellenanlage ist für den Einsatz von Biogas ausgelegt worden. Im ersten Prozessschritt erfolgt eine Feinreinigung des Biogases, bei der Schwefelwasserstoff durch Adsorption an Aktivkohle entfernt wird. Die am Fraunhofer IKTS entwickelten planaren Brennstoffzellenstacks können elektrische Leistungen von bis zu $P_{el} = 1$ kW dauerhaft bereitstellen. Um die projektierte elektrische Leistung zu erreichen wurden zwei Stacks mit jeweils $P_{el} = 0,75$ kW eingesetzt. Jeder Stack erhielt einen direkt an die Grundplatte angeflanschten Reformer. Ausgehend von der durchschnittlichen Gaszusammensetzung des Biogases (Methan: 45 ... 70 %, CO_2 : 30 ... 55 %, Sauerstoff: 0,5 ... 2 %, Stickstoff: 2 ... 10 %) wurden Wirkungsgradbetrachtungen des Reformings von Biogas mit Hilfe von thermodynamischen Gleichgewichtsberechnungen durchgeführt. Dabei wurden im Unterschied zum Methan, dem Hauptbestandteil von Erdgas, vergleichbar hohe Wirkungsgrade für Steam Reforming und partielle Oxidation ermittelt.

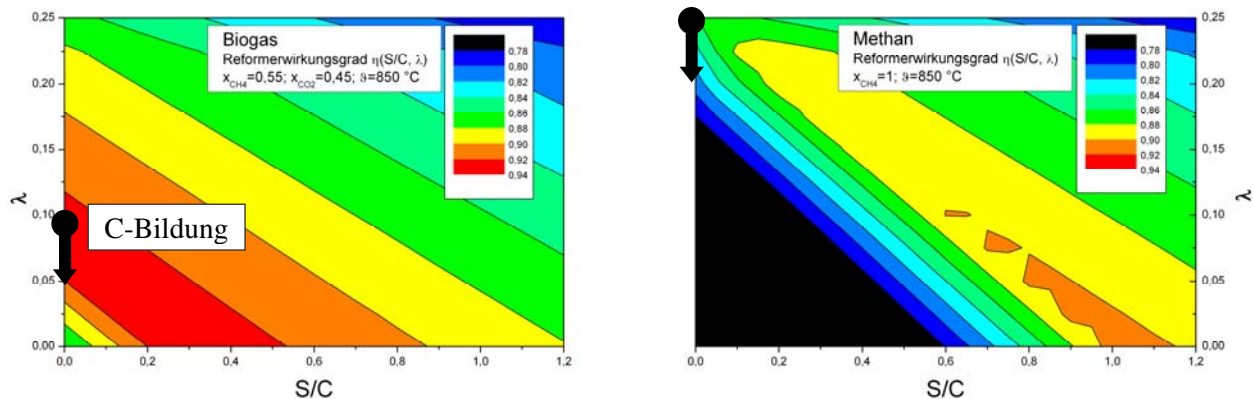


Abbildung 2: Vergleich der Gleichgewichtsberechnung für Biogas- und Methanbetrieb

In Abbildung 2 ist der Reformierwirkungsgrad in Abhängigkeit vom Wasserdampf/Kohlenstoffverhältnis (S/C) und von der Luftzahl λ dargestellt, wobei die Luftzahl das Verhältnis vom zugeführten Luftstrom zum erforderlichen Luftstrom für die vollständige Verbrennung darstellt. Der Wirkungsgrad ist in dem Bild farblich gekennzeichnet, wobei die höchsten Werte in rot und die niedrigsten Werte in Schwarz dargestellt sind. Weiterhin kann beim Verhältnis von S/C = 0 im Reformier eine unerwünschte Kohlenstoffbildung auftreten. Beim Methanbetrieb ist das bei allen betrachteten Luftzahlen möglich. Beim Biogasbetrieb ist der Luftzahlbereich mit $\lambda > 0,1$ ohne Bildung von Kohlenstoff einstellbar. Darüber hinaus befindet sich hier auch ein oranger Bereich mit einem hohen Wirkungsgrad mit Werten über 90 Prozent. Die wichtige Schlussfolgerung aus der thermodynamischen Betrachtung lautet: Biogas lässt sich mit einem einfachen Prinzip der partiellen Oxidation ohne Zufuhr von Wasserdampf zu einem Brenngas für die SOFC umsetzen. Eine aufwendige Abtrennung von CO und CO₂ ist nicht erforderlich. Für die Nutzung von Biogas bietet sich der Einsatz der SOFC-Technologie an, da das Reformatgas ohne weitere Aufbereitung dem Brennstoffzellenstack zugeführt werden kann. Neben dem im Reformat enthaltenen Wasserstoff wird auch das Kohlenmonoxid direkt zur Stromerzeugung genutzt.

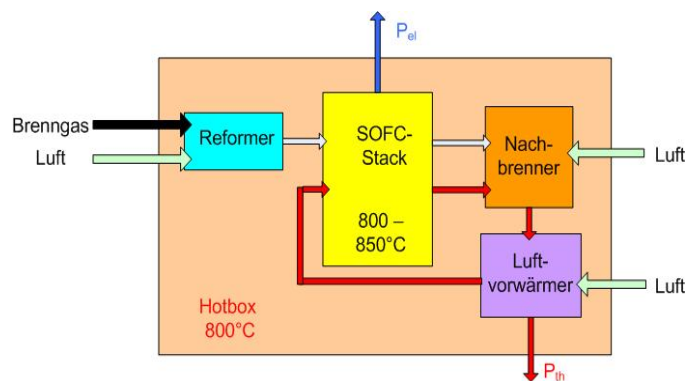
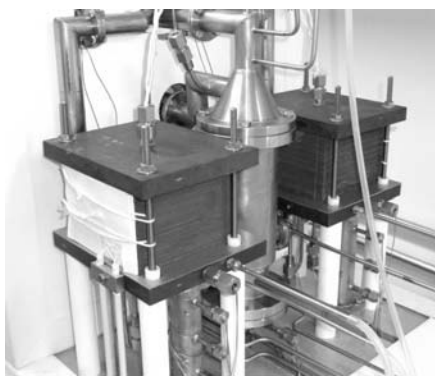


Abbildung 3: Systemkonstruktion und Komponenten des Brennstoffzellensystems

Als Brennstoffzellenstacks werden im IKTS entwickelte und gefertigte 40-Ebener mit Elektrolyten aus Scandium-dotiertem Zirkonoxid und aktiven Flächen von 81 cm² pro Ebene eingesetzt, die in Zusammenarbeit mit der KERA FOL GmbH entwickelt worden sind. Der im System eingesetzte Nachbrenner nutzt die positiven Eigenschaften der Verbrennung in porösen Medien, wobei insbesondere die Homogenisierung des Temperaturprofils, eine große Modulationsbreite der Leistung und die kompakte Bauweise hervorzuheben sind. Das gesamte Systemabgas dient der Vorwärmung der Kathoden- und Reformierzuluft. Die weitere im Abgas enthaltene thermische Energie wird über einen Nutzwärmeübertrager an einen Warmwasserkreislauf übergeben. Die Abbildung 3 zeigt die zwei quaderförmigen Brennstoffzellenstapel (Stacks). Die Biogasreformer befinden sich unterhalb der Stacks. Der zylindrische Nachbrenner ist zwischen den Stacks angeordnet.



Abbildung 4: Laborcontainer mit Brennstoffzellensystem

Das Brennstoffzellensystem ist in einem Laborcontainer installiert und wurde nach einer ersten Testphase am Fraunhofer IKTS in Dresden zur Kläranlage in Roßwein transportiert. Dort wurde das Brennstoffzellensystem an die Pilotanlage zur Biogaserzeugung gekoppelt. Nach Abschluss der Versuchsreihe wurde das System zurück nach Dresden überführt und der Betrieb mit synthetischem Biogas (CH_4 : 50 %, CO_2 : 50%) fortgesetzt. Besonders wichtig für einen stabilen Systembetrieb ist die Kenntnis eines definierten Standby-Zustands in dem das Betriebstemperaturniveau gehalten wird. Im Fall eines Lastabwurfs kann durch regelungstechnische Automatismen in diesen umgeschaltet werden. Befindet sich das System im Standby-Zustand, kann somit direkt wieder auf Stackbetrieb umgeschaltet werden. In beiden Fällen wird der Nachbrenner nicht mehr durch externe Brenngaszufuhr versorgt, sondern durch das ungenutzte bzw. zum Teil genutzte Reformat.

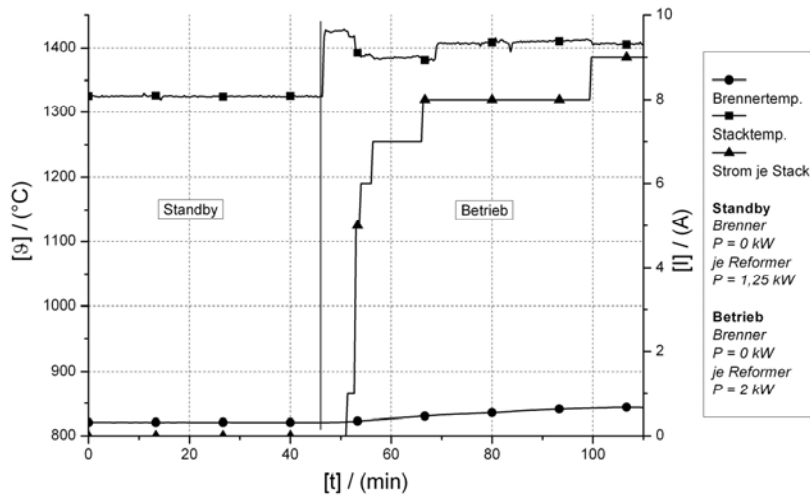


Abbildung 5: Standby- und Stackbetrieb der Brennstoffzelle

Bei einem Testbetrieb über 200 h konnten die folgenden Leistungsdaten am System erreicht werden: $P_{el} > 1 \text{ kW}$, $\eta_{DC} = 27,8$ Prozent (brutto) $FU = 55$ Prozent. Der Schwerpunkt der Entwicklung lag bei dem stabilen überwachungsarmen Betrieb. Daher wurden die maximalen Werte der Leistung nur kurzzeitig angefahren. Die hierbei erzielten Werte zeigen das vorhandene Potential auf: $P_{el} = 1,32 \text{ kW}$, $\eta_{DC} = 43,9$ Prozent (brutto) $FU = 85$ Prozent. In Abhängigkeit von der Versuchsdauer sind in Abbildung 6 die Zellenspannung und die elektrische Leistung im automatisierten Testbetrieb dargestellt.

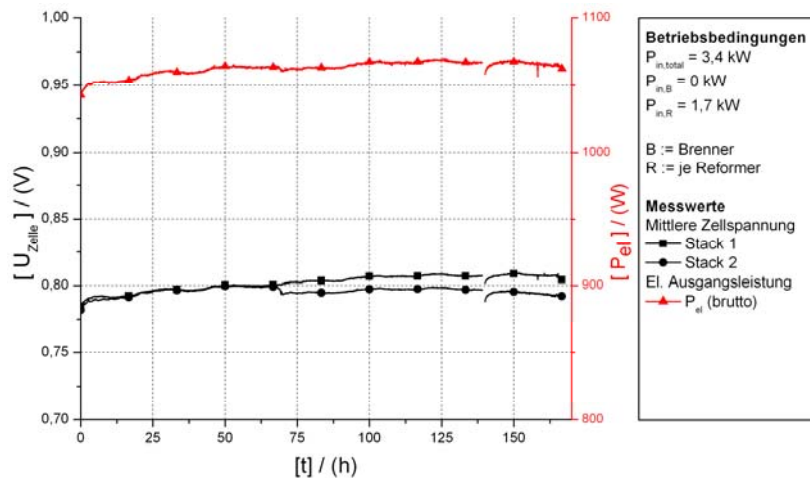


Abbildung 6: Zellenspannung und elektrische Leistung

Die Komponente Nachbrenner kann im System zwei Funktionen übernehmen. Als Startbrenner wird der Reaktor eingesetzt, um das Brennstoffzellensystem auf die benötigte Betriebstemperatur zu bringen. Im Systembetrieb wird der Reaktor als Nachbrenner betrieben, der den Restgehalt an Brenngas thermisch nutzt.

Ablaufende Reaktionen:
$$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O \qquad CO + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CO_2$$

Die am IKTS entwickelten Komponenten (Nachbrenner, Reformer) für den Hochtemperaturbetrieb werden durch eine HotBox gegenüber der Umgebung thermisch isoliert. Eine gleichmäßige Temperaturverteilung in den keramischen Brenneinsätzen wird durch eine optimierte Gemischbildung (r) realisiert.



Abbildung 7: Vergleich der Mischkonzepte am Nachbrenner

Ein Schwerpunkt der Komponentenentwicklung wird im Bereich „Reforming“ gesetzt. Ziel ist die Entwicklung der Komponente Reformer für die katalytische partielle Oxidation von Biogas. Als Produkt soll Reformat als Anodengas für die Feststoffbrennstoffzelle erzeugt werden. Tests mit Methan wurden am Komponentenprüfstand und am mobilen Brennstoffzellensystem durchgeführt. Die Aufbereitung des Brenngases für die Brennstoffzelle erfolgt an einem Katalysator durch partielle Oxidation mit Luft. Die im Brenngas enthaltenen Bestandteile an Methan (CH₄) und Kohlendioxid (CO₂) werden dabei zu Synthesegas (CO + H₂) reformiert (CPOX).



Die Versuche wurden in einem Leistungsbereich bis 4 kW für die chemische Eingangsleistung durchgeführt. Als Vorgabe für die Reaktion wurden eine konstante Reaktortemperatur und eine konstante Gemischtemperatur bei unterstöchiometrischer Luftzahl eingestellt. Im Rahmen der Komponententest konnte die Eignung des Reaktors für Biogas mit „Bio“-Methan nachgewiesen werden, wobei das berechnete thermodynamische Gleichgewicht erreicht wurde. Aktuelle Arbeiten untersuchen den Einsatz von „Bio“-Ethanol zur Erzeugung von Synthesegas.

3. Zusammenfassung und Ausblick

Die technische Machbarkeit konnte sowohl mit synthetischem als auch mit fermentativ erzeugtem Biogas nachgewiesen werden. Nach Abschluss der Testreihe wurde das System zur Komponentenbeurteilung demontiert. Anschließend wurde es wieder zusammengebaut, wobei eine Optimierung an einzelnen Komponenten hinsichtlich des Designs vorgenommen wurde. Insbesondere konnte im Rahmen der Komponentenentwicklung eine Verbesserung der Durchmischung am Eintritt von Reformer und Brenner erreicht werden. Weiterhin soll die Betriebsführung und die Regelung optimiert werden. Es sind darüber hinaus Tests an einer Biogasanlage mit größerem Speicher geplant.

Durch die Einreichung wird bestätigt, dass die Arbeit im Tagungsband veröffentlicht werden darf.

Zukünftige Entwicklungsperspektiven und gelernte Lektionen aus Praxis-Erfahrungen beim Betrieb wasserstoffgetriebener Busse

Tobias Kampet

MVV decon GmbH, Salzufer 8, 10587 Berlin, t.kampet@mvv-decon.com

Schlüsselwörter: Boil-off, Brennstoffzelle, dezentrale Wasserstoffproduktion, Flüssiggas, HyFLEET:CUTE, Turboaufladung, Wasserstoffbusse, Wasserstofftankstelle

0. Zusammenfassung

Das EU-geförderte HyFLEET:CUTE-Vorhaben ist das größte Wasserstoffbusprojekt der Welt. Nach knapp vier Jahren Projektlaufzeit liegen viele Erfahrungen aus dem Betrieb der Busse, zur Wasserstofferzeugung, zur Betankung der Fahrzeuge, zur Wirtschaftlichkeit und zur Energiebilanz im Vergleich mit marktüblichen Antriebssystemen sowie zu anderen Aspekten vor. Diese Ergebnisse und Hinweise zu den zukünftigen Entwicklungsperspektiven wasserstoffgetriebener Busse werden im folgenden Beitrag dargestellt.

Summary

The EU supported project „HyFLEET:CUTE“ is the largest project on hydrogen-fuelled buses in the world. After four years of project run time, many experiences are available concerning the operation of the buses, the production of hydrogen, the fuelling of the vehicles, the economic and energy efficiency in comparison with conventional drive engineering as well as other aspects. These results, together with the future development perspectives for hydrogen fuelled buses, are presented in the following text in German and at an international conference in English language in Hamburg on the 17 and 18 November 2009 (for details please see Chapter 8 of this document).



Abbildung 1: Die Berliner Flotte von 14 wasserstoffgetriebenen Bussen

1. Einführung

Das EU-geförderte HyFLEET:CUTE-Vorhaben ist das größte Wasserstoffbusprojekt der Welt: In ihm arbeiten 31 Partner aus der EU, aus Australien, Kanada, Island, Norwegen und China zusammen. Es läuft von Januar 2006 bis Dezember 2009. Die Projektaufgaben sind die Entwicklung, der Bau, der Betrieb und die Demonstration von 47 wasserstoffgetriebenen Bussen mit unterschiedlichen Antriebskonzepten im regulären öffentlichen Personennahverkehr unter unterschiedlichen Bedingungen in 10 Städten auf drei Kontinenten (siehe Abbildung 1). Dabei wurden bisher in insgesamt 80 Jahren Betriebszeit der Busse über 9 Mio. Passagiere befördert und dabei über 2,5 Mio. km zurückgelegt. Das entspricht mehr als 60mal dem Erdumfang. Nach knapp vier Jahren Projektlaufzeit lassen sich die wichtigsten Erfahrungen folgendermaßen zusammenfassen:

2. Ergebnisse aus dem Betrieb der Busse

Wichtige Erfahrungen und Entwicklungen für Wasserstoffmotoren konnten aus dem HyFLEET:CUTE-Projekt heraus gemacht werden (siehe Abbildung 2). Dieses gilt vor allem für die großen Fortschritte bei der Erhöhung der Motorenleistung. Bis zur Marktreife aber brauchen sowohl der Brennstoffzellenantrieb wie auch der Wasserstoff-Verbrennungsmotor eine deutliche Weiterentwicklung. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass beispielsweise der Dieselmotor einen Entwicklungsvorsprung von 100 Jahren gegenüber dem Wasserstoffmotor hat.



Abbildung 2: Die ersten 100.000 km Laufleistung wurde von den vier Berliner wasserstoffgetriebenen Bussen mit Saugmotor bereits am 6. Juli 2007 um 9h34 erreicht.

3. Ergebnisse aus der dezentralen Wasserstoffproduktion

Die dezentrale Wasserstoffproduktionsanlage in Berlin ist die erste in Europa, die Wasserstoff aus Flüssiggas erzeugt. Das Flüssiggas wird per LKW angeliefert. Die Umwandlung in Wasserstoff geschieht in einem Reformer mit einer Kapazität von 1.000 Nm³/Tag, die eine Betankung von 7 Bussen pro Tag ermöglicht. Bei einem höheren Bedarf kann auf die Reserven im Flüssiggastank zurückgegriffen werden, die durch zusätzliche Flüssigwasserstofflieferungen per LKW aufgestockt

werden können. Die Verdichtung des Wasserstoffs geschieht in einem ionischen Kompressor, der eine höhere Leistung als konventionelle Kolbenkompressoren hat. Zudem werden auch die Möglichkeiten untersucht, Bio-DME (Bio Dimethyl Ether) anstelle von Flüssiggas einzusetzen, um den Anteil erneuerbarer Energien bei der Wasserstoffproduktion zu erhöhen und somit „grünen Wasserstoff“ zu erzeugen.

Weiterhin wird die Effizienz der Anlage durch intelligente Verringerung von Verlusten erhöht: Durch die Lagertemperatur von verflüssigtem Wasserstoff von minus 253° C lassen sich auf Dauer Wärmeeinträge in die Infrastruktur trotz aufwendiger Isoliermaßnahmen nicht gänzlich vermeiden. Dies kann bei längerer Lagerung und niedrigen Betankungsfrequenzen zu Abdampfungen in Tank und Leitungssystemen führen (dem sogenannten „Boil-off“). Diese Abdampfungen werden an der Berliner Wasserstofftankstelle aufgefangen und in zwei stationären Brennstoffzellen genutzt, die im Rahmen des Projekts HyFLEET:CUTE installierten wurden. Mit den Brennstoffzellen wird Strom erzeugt und der Wärmebedarf des Tankstellenshops gedeckt. Der in den Brennstoffzellen generierte Überschussstrom wird in das öffentliche Netz eingespeist und vergütet. Durch diese Maßnahmen kann die Energieeffizienz der gesamten Tankstellenanlage deutlich gesteigert werden.

Die Tankstelle dient der Betankung der Busse wie auch privater wasserstoffgetriebener Pkw mit unterschiedlichen technischen Systemen und Drücken (siehe Abbildung 3). Sie wird letztendlich auf eine Kapazität von 20 Wasserstoffbussen oder 200 Pkw ausgelegt.



Abbildung 3: Die Berliner Wasserstofftankstelle an der Heerstrasse.

4. Betankung der Fahrzeuge

Auch bei der Betankungstechnik für Wasserstofffahrzeuge sind weitere Verbesserungen notwendig. Diese gilt für verschiedene technische Details, vor allem aber für die Betankungsleistung (d.h. getankte Menge Wasserstoff pro Minute). Zudem wird ein modularer Aufbau der Betankungssysteme zum schrittweisen Ausbau der Tankstellen benötigt.

5. Wirtschaftlichkeitsaspekte

Im Vergleich mit marktüblichen Antriebssystemen haben wasserstoffgetriebene Busse einen höheren Kaufpreis, eine (durch das höhere Fahrzeuggewicht bedingte) geringere Passagierzahl, höhere Wartungskosten und höhere Treibstoffkosten. Wenn die reinen Treibstoffkosten für Dieselsebusse denen von heutigen Wasserstoffbussen entsprechen sollen, müssen die Dieselpreise um ein Viertel steigen, bzw. wenn die reinen Treibstoffkosten für Wasserstoffbusse denen von heutigen Dieselsebussen entsprechen sollen, müssen die Wasserstoffpreise auf 2,40 €/kg fallen. Nur durch den Einsatz von Abfallwasserstoff (geringe Erzeugungskosten als Nebenprodukt) bei gleichzeitiger Installation von Tankstellen direkt bei den Herstellwerken (minimale Transportkosten) kann die Wasserstoffantriebstechnologie heute zu gleichen Treibstoffkosten wie konventionelle Fahrzeuge eingesetzt werden. Bis zur Marktreife aber braucht die Wasserstoffantriebstechnologie eine deutliche Weiterentwicklung, um die Wettbewerbsfähigkeit mit marktüblichen Antriebssystemen zu erreichen.



Abbildung 4: Die Hamburger Wasserstofftankstelle

6. Energiebilanz

Neben dem niedrigen Wirkungsgrad des Motors und dem höheren Gewicht des wasserstoffgetriebenen Busses (im Vergleich zum Dieselsebus) führt vor allem der Energieeinsatz bei der Erzeugung des Wasserstoffs zum einem vielfach höheren Energieaufwand für den Betrieb von Wasserstoffbus-

sen. Dieser Aufwand kann im Extremfall (z. B. bei einer Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse) ein Mehrfaches pro Personenkilometer (Pkm) im Vergleich zum Diesibus führen.

7. Weitere Erfahrungen

Qualitätssicherung, Sicherheit und Training sind weiterhin wichtige Aspekte zur Produktverbesserung bei der Wasserstoffbetankungs- und Antriebstechnologie.

Die Transportunternehmen haben eine Schlüsselrolle bei jeder Markteinführungsstrategie.

Der Transport mit sauberen und sicheren Antrieben ist wichtig für die Attraktivität der Innenstädte. Das HyFLEET:CUTE-Projekt hat zum Erreichen dieses Zieles einen großen Beitrag geleistet.

8. Weitere Informationen



HYDROGEN TRANSPORTS
CLEAN PUBLIC TRANSPORT BUSES ARE HERE...AND NOW!

2-DAY CONFERENCE
17-18 NOV 09 | HOTEL EMPIRE RIVERSIDE, HAMBURG

COME AND HEAR FIRST HAND THE FULL RESULTS OF HyFLEET:CUTE

- The world's largest hydrogen powered bus fleet
- 47 hydrogen powered buses operated in regular transport service
- 10 cities on 3 continents

SEE AND HEAR ABOUT
DIFFERENT AND INNOVATIVE HYDROGEN PRODUCTION AND REFUELLING INFRASTRUCTURE

SEE AND TEST RIDE
ON HYDROGEN POWERED FUEL CELL AND INTERNAL COMBUSTION ENGINE BUSES

For further information and/or registration please go to www.global-hydrogen-bus-platform.com

WINNER OF THE EU SUSTAINABLE ENERGY EUROPE AWARD 2009 FOR THE CATEGORY DEMONSTRATION AND DEMONSTRATION

The poster features a dark blue background with white and light blue text. At the top, it reads 'HYDROGEN TRANSPORTS CLEAN PUBLIC TRANSPORT BUSES ARE HERE...AND NOW!' in large, bold, white letters. Below this, there are four small images: a yellow hydrogen bus, a hydrogen refueling station, a hydrogen bus at a stop, and a hydrogen refueling station. The text '2-DAY CONFERENCE' is prominently displayed in white, followed by the dates and location '17-18 NOV 09 | HOTEL EMPIRE RIVERSIDE, HAMBURG'. A central white box contains the text 'COME AND HEAR FIRST HAND THE FULL RESULTS OF HyFLEET:CUTE' and a bulleted list of key achievements. To the right of this box is a world map with several countries highlighted in red and blue. Below the map, there are two call-to-action boxes: 'SEE AND HEAR ABOUT' and 'SEE AND TEST RIDE'. At the bottom, there is a European Union flag, the website URL 'www.global-hydrogen-bus-platform.com', and the 'HyFLEET:CUTE' logo. A small text at the bottom right mentions the 'EU Sustainable Energy Europe Award 2009'.

Am 17. und 18. November 2009 findet in Hamburg die Abschlusskonferenz zum HyFLEET-CUTE-Projekt statt, bei der diese und andere Ergebnisse vorgestellt und diskutiert werden. Zudem werden die Betankungstechnik gezeigt und Probefahrten in verschiedenen Wasserstoffbustypen sind möglich. Die Teilnahmegebühr für Studenten beträgt 100 € netto, darin sind die kompletten Konferenzunterlagen sowie die Teilnahme an allen Vorträgen an beiden Konferenztagen, an allen Besichtigungen, an den Mittagessen an beiden Tagen, am Gala-Diner und an allen Kaffeepausen enthalten. Weitere Informationen zur Konferenz und zum HyFLEET-CUTE-Projekt können im Internet unter <http://www.global-hydrogen-bus-platform.com/> gefunden werden.

Laboratory of Alternative Energies and hydrogen in ESPOL: coupling needs and knowledge

E. Mendieta

*Escuela Superior Politécnica del Litoral, Campus Gustavo Galindo km 30.5 vía Perimetral Guayaquil
email: emendiet@espol.edu.ec*

Keywords: Renewable, Alternative, fuel cells, Energy.

Abstract: The Ecuadorian problems with electricity and oil for the near future are shortly assessed in this paper. The main Ecuadorian universities contribution towards a real solution is also mentioned here. Projected Knowledge Park of ESPOL (PARCON) and its 7 integrated research centers is presented briefly. The integration of multidisciplinary research being developed in ESPOL is one foundation for this Knowledge Park. The results of previous researches like the Hydrogen project will be used to set the first stage database for future R&D initiatives. The University of Applied Science of Stralsund is one formal partner for ESPOL in Alternative Energies and Hydrogen utilization.

INTRODUCTION

The general idea around the world about oil depletion and its related pollution consequences is being seriously considered by Ecuadorians. To face the problem, the current government has created the Ministry of Electricity and Renewable Energies (MEER) since 2008 (1). One of the main activities of this organism is to determine correctly the real potential of the alternatives energies in the Ecuadorian regions. However, the electric generation capabilities in Ecuador are still lower than the levels of public electricity consumption. For the recent past years, it has been necessary to buy electricity to the neighbor countries like Colombia and Peru. Electricity for Domestic and Industrial uses is not the only problem in Ecuador. Fuel for public and private transportation is also mentioned as a potential problem in the near future.

In addition, the remaining reserves of oil in Ecuador will be available for one more decade or so. While one specific date is controversial at present time, it is not questionable that oil is a finite resource that will become very costly to extract as it becomes scarce. It is well known that Ecuador will not rapidly leave its dependence of oil. Instead of this, people can expect continuously increasing prices, especially as the markets understand the current impacts of energy price increases on unconnected parts of the nation's economy. The problem arises when the technology and research on specific areas have been for long time delayed in the country. The real problem is that there is a long time delay finding out new technologies to change the oil dependence. It is expected urgently a new kind of energy carrier to impulse the machinery being used at the productive sector of the Ecuadorian economy.

With this problem in mind, the main universities in Ecuador have started serious research programmes to be presented to the government. In ESPOL, it has been considered necessary to build a Knowledge Park (PARCON) in surroundings areas to the university location where the studies of multidisciplinary research can be done. The knowledge park will cover an area of 200 Hectares with 7 main buildings surrounded by an artificial lake (Figure 1). PARCON is integrated by the Centre for Nanotechnology (CIDNA), Water Use (CADS), Biotechnology (CIBE), Software developments (CIDIS), Aquaculture (CENAIM), Technology Information (CTI), and the Centre for Alternative Energies (CERA). The park will have the participation of specialized researchers, most of them with a doctoral degree (2).



Figure 1.- Schematic view of planned PARCON. The occupied area represents 200 hectares. PARCON is formed by 7 research centres.

HYDROGEN AND CERA IN ESPOL

The Centre for Alternative and Renewable Energies (CERA) is being formed by originally separated individual laboratories at different faculties which were running research projects in those areas. The laboratory of Hydrogen systems implemented by the Institute of Physics Sciences has been running a research program aimed to develop hydrogen systems for domestic application. This research program is being supported by the Ecuadorian's National Secretary of Sciences and Technologies (SENACYT).



Figure 2.- Testing alternative new PEM membranes based on crustacean shells at the laboratory of Hydrogen in ESPOL, part of the project funded by the National Secretary for Sciences and Technology of Ecuador (SENACYT)

Due to the global crisis, the available funds for research projects were cut to the half during 2009. It has caused some delay in the expected results but the main goals were reached on time. The staff belonging to the hydrogen project is dedicated to find the right characterization for the membrane based on crustacean shell residues in order to be used as a PEM alternative. The Scribner 850e Fuel cell test station has been set correctly with the help of Dr Kevin Cooper who is member of the scientific staff of Scribner Associates Inc from Southern Pines, U.S.A. At the same time, part of the scientific staff of the project is dedicated to design a PEMFC, stack to produce 1 kW working at 110 Vac, using Simulink of Matlab ®.

ESPOL is also working at the final design for the projected knowledge park. The main building for CERA is shown at figure 3. This building will incorporate wind, solar, biofuels, wave, tidal and hydrogen power scientific research activities. ESPOL is finding the necessary funds to build the knowledge park at the moment, and it is expected to start CERA’s building by 2011.

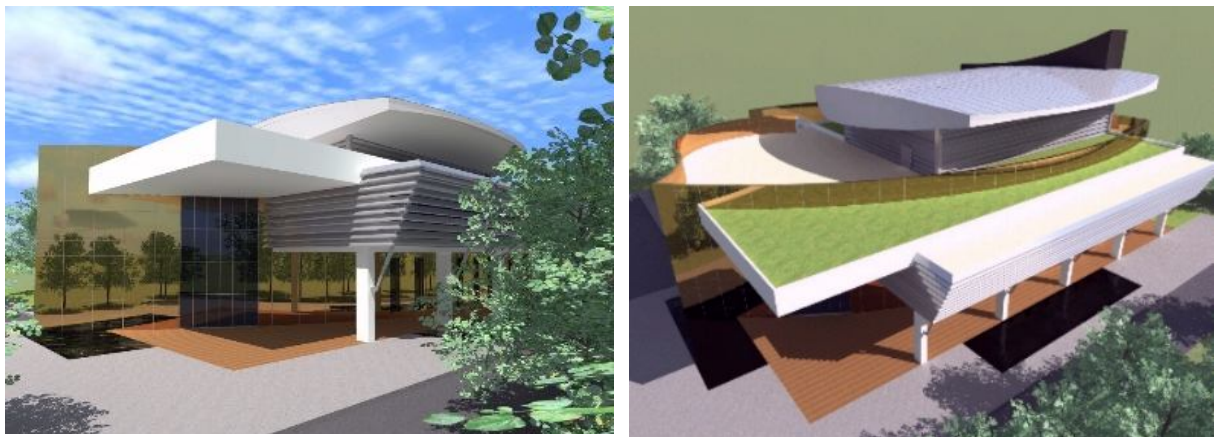


Figure 3.- Perspective views for the projected main building for the Centre of Renewable and Alternatives Energies (CERA) to be built for the Knowledge Park in ESPOL.

ECUADORIAN ELECTRICAL SYSTEM OVERVIEW

“Electricity generation in Ecuador was 10,890 GWh in 1998, with an installed capacity of 3,119 MW. The country has an electricity deficit of around 300 MW, and is in need of approximately 150 MW per year of additional capacity to meet the expected demand growth of roughly 7-8%. Electricity coverage is around 79.7% of the total population, with 95.7% coverage in the cities and 54.3% coverage in the rural areas. The system is fully interconnected and operates as a single system, with the exception of the isolated minor systems in the East and the Galapagos Islands” (3). (Figures 4, 5 and 6)

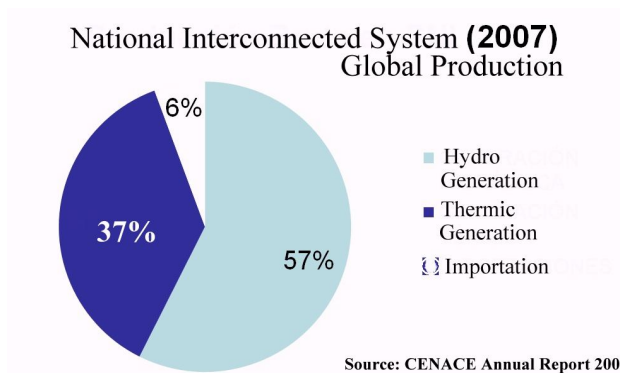


Figure 4.- Main sources of electrical generation in Ecuador.

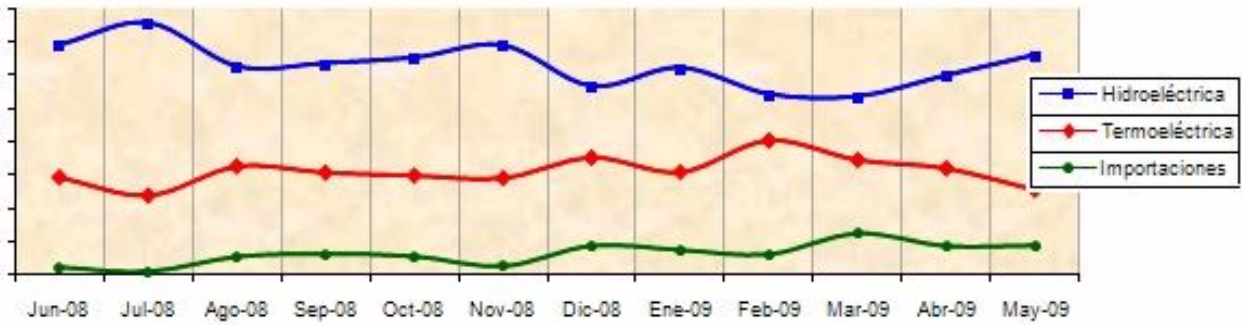


Figure 5.- Variability of the electrical generation by demand per month . (CENACE 2009)

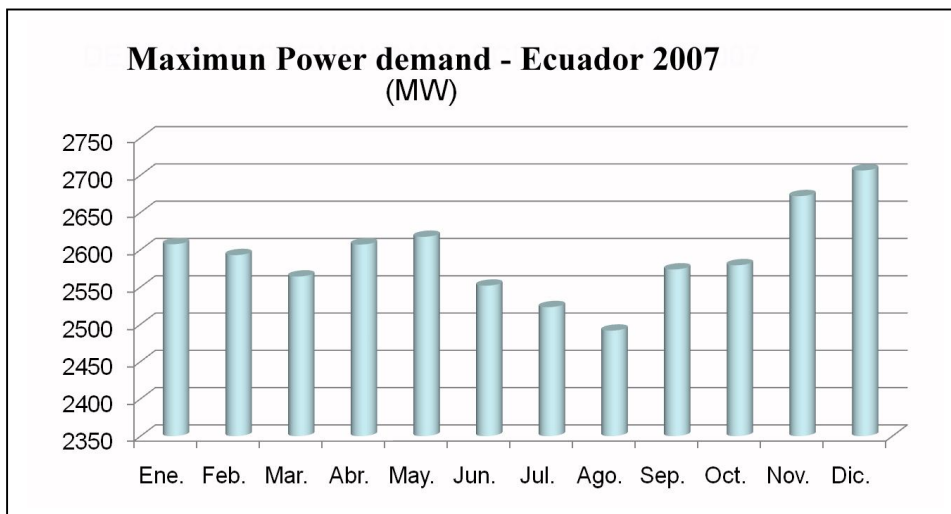


Figure 6.- Bar graph for the maximum power demand for Ecuador 2007 (CENACE).

CONCLUSIONS

In Ecuador, there is a negative breach between electrical generation and public demand. This gap represents the 6% of the total electrical production for which the import of electricity from neighbour countries is becoming regular through the years. There are two main ways to produce electricity in Ecuador: Hydroelectric and thermoelectric.

The Ministry of Electricity and Renewable Energies (MEER) of Ecuador has been created to determine the potential use of other alternatives for electrical generation. In order to contribute towards a real solution, ESPOL has planned to build the Knowledge Park (PARCON) which will integrate Multidisciplinary Centres for investigations in different topics. One of these Centres is CERA which will be dedicated to develop research and development projects in Alternative and Renewable Energies.

The development of Hydrogen based system will be part of the activities to be covered by CERA. To accomplish with the objectives it is quite necessary to find potential investors in Ecuador and foreign financial supporters. ESPOL is also looking for partner universities around the world for develop scientific research activities in the near future.

ACKNOWLEDGEMENTS

Dr Moisés Tacle G. Rector of ESPOL is thanked for supporting research activities in ESPOL. Also, Ph. D. Jorge Calderon, Director of PARCON, is thanked for his contribution to this presentation. Professor Jochen Lehmann and Professor Thomas Lushtinetz are thanked for allow me to present this work at the XVI Symposium in the University of Stralsund.

REFERENCES

- (1) MEER. // www.meer.gov.ec/ //
- (2) PARCON. File of DATA no available to the public.
- (3) CENACE 2009. Electrical Generation Annual Report 2007. // <http://www.cenace.gov.ec/> //

“BRENSTOFFZELLEN HYBRIDISIERT MIT ELEKTRISCHEN SPEICHERN”

A. Mieke, T. Luschtinetz, P. Wendt, S. Kaufmann, C. Sponholz,
*Institut für Regenerative EnergieSysteme / Komplexlabor Alternative Energien an der Fachhochschule Stralsund,
Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, andreas.mieke@fh-stralsund.de*

Schlüsselwörter: Brennstoffzelle, Hybridbetrieb, Lambdaeegelung, Steuerung

Zusammenfassung: Der hybridisierte Betrieb von Brennstoffzellen mit Energiespeichern erweitert deren Anwendungsspektrum und ermöglicht eine nutzerspezifische Anpassung dieser Systeme. Zusammen mit Industriepartnern wurde innerhalb eines PRO INNO II Projektes BZ-Hybridssysteme für spezielle Märkte modelliert, dimensioniert und hinsichtlich Leistung, Lebensdauer und Wirkungsgrad optimiert.

Abstract: The combined use of fuel cells and energy storages extends the application field and opens the possibility to adapt the system exactly to the user demands. Within a PRO INNO II Project such fuel cell hybrid system was simulated, designed and optimized in the aspect of power, life time and efficiency for specific markets.

1. Einleitung

Bei der Konzipierung eines hybridisierten Brennstoffzellensystems sind insbesondere die Auswahl und die Auslegung der der Einzelkomponenten von entscheidender Rolle. Das Zusammenspiel innerhalb des Gesamtsystems wird durch die Steuerung zwecks Erzielung von maximaler Leistungs- und Energiedichte als auch Wirkungsgrad und Lebensdauer vorgegeben [1].

Dazu werden die Baugruppen als auch des Gesamtsystems auf den Prüfständen der Fachhochschule Stralsund hinsichtlich der zu erwartenden Umgebungsbedingungen und Systemanforderungen getestet. Die Komponenten- und Systemeigenschaften werden verifiziert und unter Nutzung von erarbeiteten Modellbeschreibungen optimiert.

Grundlage insbesondere der Arbeiten zum Hybridbetrieb ist die Modellierung der beteiligten Komponenten als auch des Gesamtsystems. Hierzu werden die entsprechenden Komponentenmodelle mit den realen Komponenten parametrisiert um das Gesamtsystem mit geeigneten Lastszenarien nachzubilden [2].

2. Kernkomponenten von Hybridssystemen

Aufgrund der Anforderungsanalyse nach Leistung und Anwendungsumgebung fällt die Auswahl des einzusetzenden Brennstoffzellentyps auf eine wassergekühlte oder luftgekühlte Variante (siehe **Abbildung**). In diesem Fall wurde ein flüssigkeitsgekühlter Stack mit 360W elektrischer Leistung vom Kooperationspartner EKPRO eingesetzt, der zudem die Möglichkeit der modularen Erweiterung bietet.

Nach erfolgter Auswahl wurde der Stack hinsichtlich seiner Betriebsparameter und der Frostverträglichkeit getestet. Eine optimierte Regelung der Kühlung wurde bereits in vorangegangenen Projekten am Vorgängermodell untersucht [3].





Wassergekühlt	Luftgekühlt
VT: Einfache Wärmeauskopplung Kompakte Bauweise Schnelle präzise Regelung Möglichkeit des Vorheizens der BZ Für große Stackleistungen nutzbar Kleinerer Temp.gradient im Stack NT: Hoher Installationsaufwand Komplexes System	VT: Einfacher Systemaufbau Wenige Komponenten Kombinierte Gaszufuhr + Kühlung Kostengünstig NT: Langsame Regelung Große Bauart Ungleichmäßige Kühlung Wärme nicht direkt nutzbar
Leistungen ab 2kW	Leistungen bis 100W kombiniert G+K Leistungen ab 100W – 2000W separate G+K
Staxon-Webasto-Anlage 2kW (FHS) 	Nexa-Power-Rack – 2kW (FHS) 
ZSW – 300W-Stack (FHS) 	Heliocentris 50W-Stack (FHS) 

Abbildung 1: Untersuchte Brennstoffzellentypen im Komplexlabor
(links: wassergekühlt, rechts: luftgekühlt)

Als Energiespeicher wurde aufgrund geringer Investitionskosten und der Zweitrangigkeit von Masse und Volumen eine zyklenfeste Blei-Gel-Batterie mit festgesetztem Elektrolyten ausgewählt. Die energiespezifischen Investitionskosten für diesen Batterietyp liegen zwischen 0,1 und 0,2€ pro Wh. Nachteilig ist die im Vergleich zu anderen Batterietypen geringe Zyklusfestigkeit, die durch die geringen Investitionskosten mit einem Austausch kompensierbar ist. Der DC/DC-Wandler wurde vom Kooperationspartner argus electronic mit einem anwendungsspezifischen Betriebs- und Laderegime konzipiert, so dass die zu erreichende Lebensdauer und Zyklenzahl der Batterie ausgeschöpft werden können [4].

3. Theoretisch-praktische Charakterisierung von Hybridsystemen

Da derzeit die Auslegung der Brennstoffzelle nach der Spitzenlast aufgrund ihrer hohen Kosten nicht möglich ist, werden Leistungsspitzen des Systems durch den zusätzlichen Speicher geliefert. Damit orientiert sich die Dimensionierung der Brennstoffzelle an der Durchschnittslast und die Dimensionierung der Batterie an der Spitzenlast.

Der DC/DC-Wandler verbindet die Komponenten sowohl energetisch als steuerungstechnisch und bestimmt den Betriebszustand des Gesamtsystems (Abbildung 2).

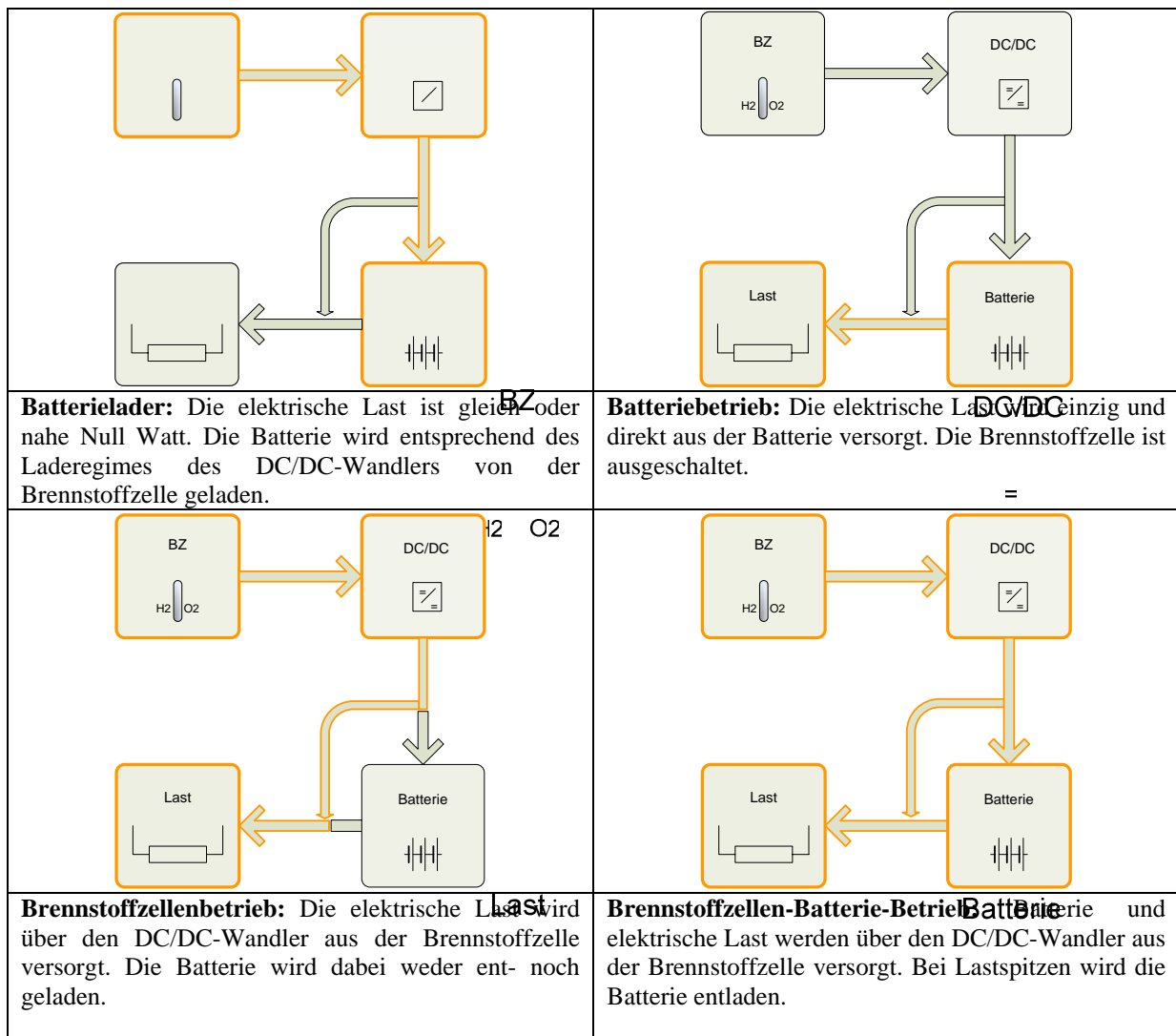


Abbildung 2: Auswahl möglicher Betriebszustände im Hybridsystem

Die Betriebszustände wurden parallel zu den praktischen Untersuchungen im Modell untersucht, um Leistungsbilanzierungen über eine Periode (1 Tag) aufstellen zu können. Für die Wirkungsgradbestimmung des DC/DC-Wandlers wurde ein Kennlinienfeld für verschiedene Eingangsspannungen bei variierender Ausgangsleistung aufgenommen. Das Wirkungsgradmaximum liegt im Leistungsbereich zwischen 20% und 30% der Nennleistung zwischen 92% und 95%.

Hinsichtlich des Brennstoffzellenbetriebes in einem Arbeitspunkt wurden anfangs mit der gemessenen Feuchte am Kathodenausgang der Lufteingangsvolumenstrom und damit das Lambda so eingestellt, dass die ausgangsseitige Feuchte zwischen 90 und 95% lag. Hierfür ist aufgrund des geschlossenen Regelkreises (Abbildung 3) nur, ein auch bei Betauung, zuverlässig arbeitender Feuchtesensor, jedoch keine exakte Messung des Luftvolumenstroms bzw. Kenntnis der Lüfereigenschaften notwendig [5].

Die notwendige Messung der Kathodenausstrittsfeuchte wurde im Laborbetrieb realisiert, ist jedoch nicht für eine Endnutzeranwendung, aufgrund unzuverlässiger bzw. zu kostenaufwendiger Spezial-Sensorik, einsetzbar.

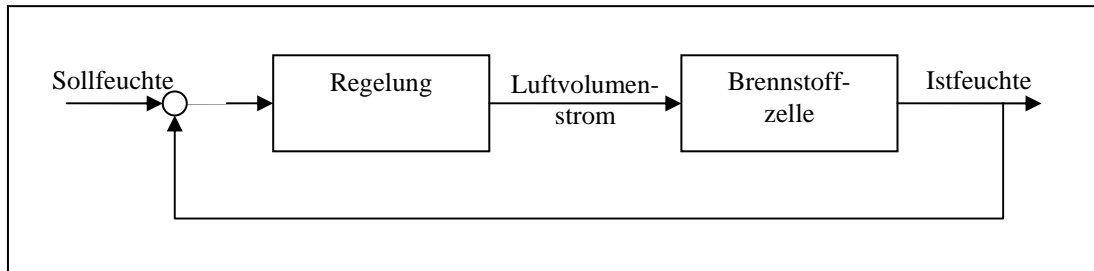


Abbildung 3: Lambdaregelung

Alternativ ist der jeweiligen Lastsituation über eine Bilanzierung des gebildeten Prozesswassers ein Luftstrom zuzuordnen, der die optimale Abluftfeuchte von 90%-95% bewirkt. Die Lastsituation wird mit der Messung von Laststrom und Ausgangsspannung erhalten. Notwendig ist eine genaue Luftvolumenstromeinstellung aufgrund einer exakten Kompressorcharakteristik oder einer Luftstromregelung mit Luftdurchflussmessung.

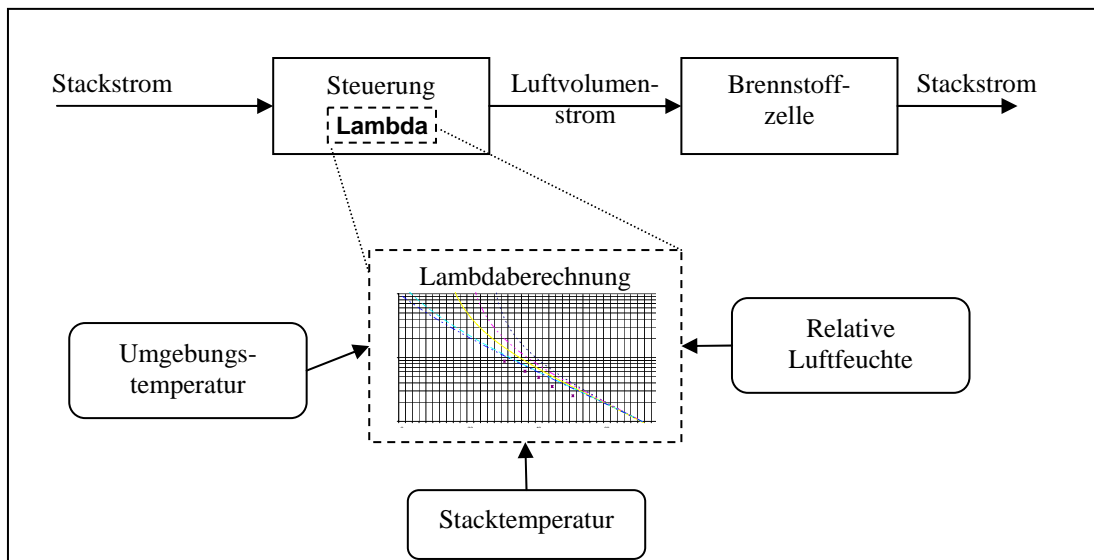


Abbildung 4: Dynamische Lambdasteuerung

Die rechnerische Bestimmung des Luftvolumenstromes basiert auf einer Bilanzierung des Wasserhaushalts im Stack [6]. Unter Berücksichtigung des Zustandes der zugeführten Luft und der Stacktemperatur wird das Lambda für eine optimale Befeuchtung der Membran berechnet. Bei Betriebstemperaturen von ca. 40°C liegt das Lambda in Abhängigkeit von der Eingangsluft zwischen vier und acht und hat damit eine relativ große Spannweite. Bei höheren Betriebstemperaturen (>50°C) verkleinert sich der für einen optimalen Betrieb erforderliche Bereich des Lambda-Wertes (2,5 – 3). Demzufolge führen kleine Lambdaabweichungen bereits zu einer Austrocknung beziehungsweise Überbefeuchtung des Stacks. Hier hat sich eine dynamische Betriebsweise als sehr vorteilhaft erwiesen. Weitere Untersuchungen hierzu werden als notwendig und viel versprechend eingeschätzt.

Tabelle 1: Wirkungsgradbandbreite

Komponente	Wirkungsgrad		
	Min	Max	AP
Brennstoffzellensystem	0,30	0,80	0,50
DC/DC-Wandler	0,85	0,95	0,92
Batterie	0,80	0,95	0,95
Übertragung	0,95	0,99	0,98
System	0,19	0,71	0,43
$\eta_{\text{sys}} = \eta_{\text{bz}} \cdot \eta_{\text{dc}} \cdot \eta_{\text{bat}} \cdot \eta_{\text{trans}}$			

Auf diese Weise können durch Variation des Arbeitspunktes eine leistungsoptimierte oder wirkungsgradoptimierte Betriebsweise vorgegeben werden. Die Wirkungsgrade der Einzelkomponenten variieren stark in Abhängigkeit von der Lage des Arbeitspunktes und der Systembetriebsparameter, wie Spannung und Temperatur. Aus der Variation der Teilwirkungsgrade resultiert eine sehr hohe Spreizung des möglichen Gesamtwirkungsgrades zwischen 0,19 und 0,71 (Tabelle 1).

4. Ergebnisse

Der hybridisierte Betrieb von Brennstoffzellen mit Energiespeichern bringt eine Vielzahl von Vorteilen, wie z.B. Erhöhung der Spitzenleistung, Verlängerung der Lebensdauer der Brennstoffzelle und eine Maximierung des Systemwirkungsgrades. Durch die Hybridisierung wird die Brennstoffzelle hauptsächlich mit konstanter Last betrieben, was besondere Anforderung an das brennstoffzelleninterne Wassermanagement stellt. Mit einer dynamischen Lambdasteuerung basierend auf einer rechnerischen Bilanzierung des Wasserhaushalts konnte an Prototypaufbauten ein stabiler Betrieb nachgewiesen werden. Damit lassen sich wiederum Lastpunkte über längere Perioden halten, die einen hohen Systemwirkungsgrad gewährleisten.

Die vorgestellten Untersuchungen und Ergebnisse sind Bestandteil des von Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderten PRO INNO II Projektes „Brennstoffzellensystemplattform für spezielle Märkte“ in freundlicher Kooperation mit ATI Küste GmbH, argus electronic GmbH, Staxon Consulting GbR und Heliocentris Energiesysteme GmbH.

5. Literatur

- [1] Hinz M., „Der Barther Brennstoffzellen-Hybrid-Bus“, 13. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund, 2006
- [2] Ulleberg Ø., „STAND-ALONE POWER SYSTEMS FOR THE FUTURE: OPTIMAL DESIGN; OPERATION & CONTROL OF SOLAR-HYDROGEN ENERGY SYSTEMS“, p.140, Dissertation, Trondheim 1998
- [3] Birgit Steffenhagen, Thomas Luschtinetz, Andreas Mieke, „Optimierung des Kühlkreislaufes eines PEM-Brennstoffzellensystem“, 14. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund, 2007
- [4] Sauer U., „Energiespeicher in Fahrzeugen“, Vortrag Hannovermesse 2007, ISEA – RWTH Aachen
- [5] Kaufmann S., „Entwurf und Realisierung eines Brennstoffzellensystems für spezielle Märkte“, Diplomarbeit, FH-Stralsund, 2009
- [6] Larminie J., Dicks A., „Fuel Cell Systems Explained“, Second Edition, John Wiley & Sons Ltd., 2003

Erfahrungsbericht aus der Betriebsführung einer Luftwärmepumpe an der Fakultät ME der HTWK Leipzig

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

Schlüsselwörter Regenerative Energien, Luft-Wasser-Wärmepumpe, Carnot-Prozeß, Leistungszahl, Jahresarbeitszahl

Einleitung

In Zeiten der Diskussion um einen Ausstieg aus der Atomenergie und der weiter steigenden Nachfrage nach fossilen Brennstoffen sowie den daraus resultierenden immer höheren Energiekosten ist es ratsam, verschiedene Möglichkeiten der Erzeugung und Bereitstellung von Elektro- und Wärmeenergie über erneuerbare Energien hinsichtlich ihrer technischen Optimierung und ihrem wirtschaftlichen Betrieb zu analysieren.

Summary

Because the demand of fuels (for example coal and oil) and the energy costs rise continuously and the nuclear phaseout is resolved, it is advisable to analyse different alternatives of the generation and supply of electrical energy and thermoelectricity with renewable forms of energy. The technical optimize and a economic operation of the different alternatives are most important points of tests. This was the reason why at the Faculty of Mechanical and Energy Engineering of the Leipzig University of Applied Science a test rig "renewable forms of energy" was built up step by step in the last eleven years, which includes different test facilities, for example two photovoltaik systems with different tracking systems, two wind-mills and an air-water-heat-pump. The new air-water-heat-pump has a rated power-input of 2,74 kW_{el} and should support the central heating in the new labory- and college-building in the next years. At first the heat-pump is tested to analyse the economical and technical conditions. The first results of the tests confirm the technical information of the heat-pump producer. Further long-time measurements are considered for the next months.

Vorstellung des Komplexversuchsstandes „Regenerative Energien“ an der HTWK Leipzig

Um die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten der erneuerbaren Energien mit ihren Vor- und Nachteilen detaillierter vorstellen und genauer analysieren zu können, entstand schrittweise seit dem Jahr 1998 an der Fakultät Maschinen- und Energietechnik der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur (HTWK) Leipzig der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“, welcher bereits auf den Symposien „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“ vorgestellt wurde. Der Komplexversuchsstand beinhaltet u. a. zwei Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 1kW (Widerstandsläufer) und 0,3 kW (kombinierter Savonius-Darrieus-Rotor) sowie eine thermische Solaranlage und eine Solar-Stirling-Anlage als Beispiel einer dezentralen Energieversorgungsmöglichkeit für sonnenreiche Länder beinhaltet. Herzstück des im Bild 1 dargestellten Komplexversuchsstandes ist eine mit Strahlungspyranometern und einem Solar-Trak-System zweiachsig nachgeführte 1 kW_p Photovoltaik-Anlage für den Netzparallel- und Inselbetrieb, die nicht nur im Rahmen der studentischen Ausbildung in den Bachelor- und Masterstudiengängen der Fachrichtungen Maschinenbau und Energietechnik sowie Wirtschaftsingenieurwesen (Maschinenbau und Energietechnik), sondern auch als Anschauungsobjekt für regionale

mittelständische Firmen genutzt wird. Für die Verbesserung der studentischen Ausbildung wurden in den letzten beiden Jahren die Versuchsanlagen um eine kleine rechnergestützte nachgeführte PV-Anlage und eine Luft-Wärmepumpe installiert. Aus Platzgründen wurden diese beiden Versuchsstände in einem ehemaligen Industriegebäude errichtet (Bild 2), welches nach der erfolgreich durchgeführten Sanierung einerseits von der HTWK Leipzig und andererseits zu gewerblichen Zwecken genutzt wird.



Bild 1: Der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ an der Fakultät ME der HTWK Leipzig

Bild 2: Neues Gebäude der Fakultät ME mit Seminar- Laborräumen im EG und 1. OG

Der neue Versuchsstand „Luft-Wärmepumpe“

Im Rahmen einer Belegarbeit wurde in diesem Jahr ein neuer Versuchsstand „Luft-Wärmepumpe“ errichtet. Herzstück dieses Versuchsstandes ist eine Wärmepumpe mit folgenden technischen Daten:

- Nennaufnahme: 2,74 kW_{el} bei einer Luft-Betriebsgrenze von - 25°C bis + 35 °C
- Luftdurchsatz: 2.500 m³/h
- Kältemittel: R404A



Bilder 3-5: Bestandteile des Versuchsstandes: Luftwärmepumpe, Heizkreislauf und Wärmetauscher

Die von der monoenergetisch betriebenen Luft-Wasser-Wärmepumpe (im Bild 3 dargestellt) erzeugte Wärmeenergie soll künftig über einen Kondensator innerhalb der Wärmepumpenanlage an einen Heizkreislauf abgegeben werden. Angedacht ist eine Einbindung in die Heizungsanlage der neuen Seminar- und Laborräume. Zur Gewährleistung eines Gefrierschutzes wichtiger Anlagenbestandteile, die sich auf einer Terrasse des Gebäudes im Freien befinden, musste bei der Anlagenerrichtung auf die Möglichkeit eines Warmwasservorlaufes mit einer Mindesttemperatur von 19°C geachtet werden. Dieser kann durch den Einbau eines im Bild 4 dargestellten 300 Liter-Pufferspeichers, welcher zusätzlich über eine Heizpatrone verfügt, erreicht werden. Für die ersten messtechnischen Versuche dient die Wärmepumpe zur Erzeugung von Warmwasser. Aus diesem Grund ist entsprechend dem im Bild 6 dargestellten Blockschaltbild anstelle der Einbindung in den Heizungskreislauf ein Plattenwärmetauscher (Bild 5) eingebaut worden.

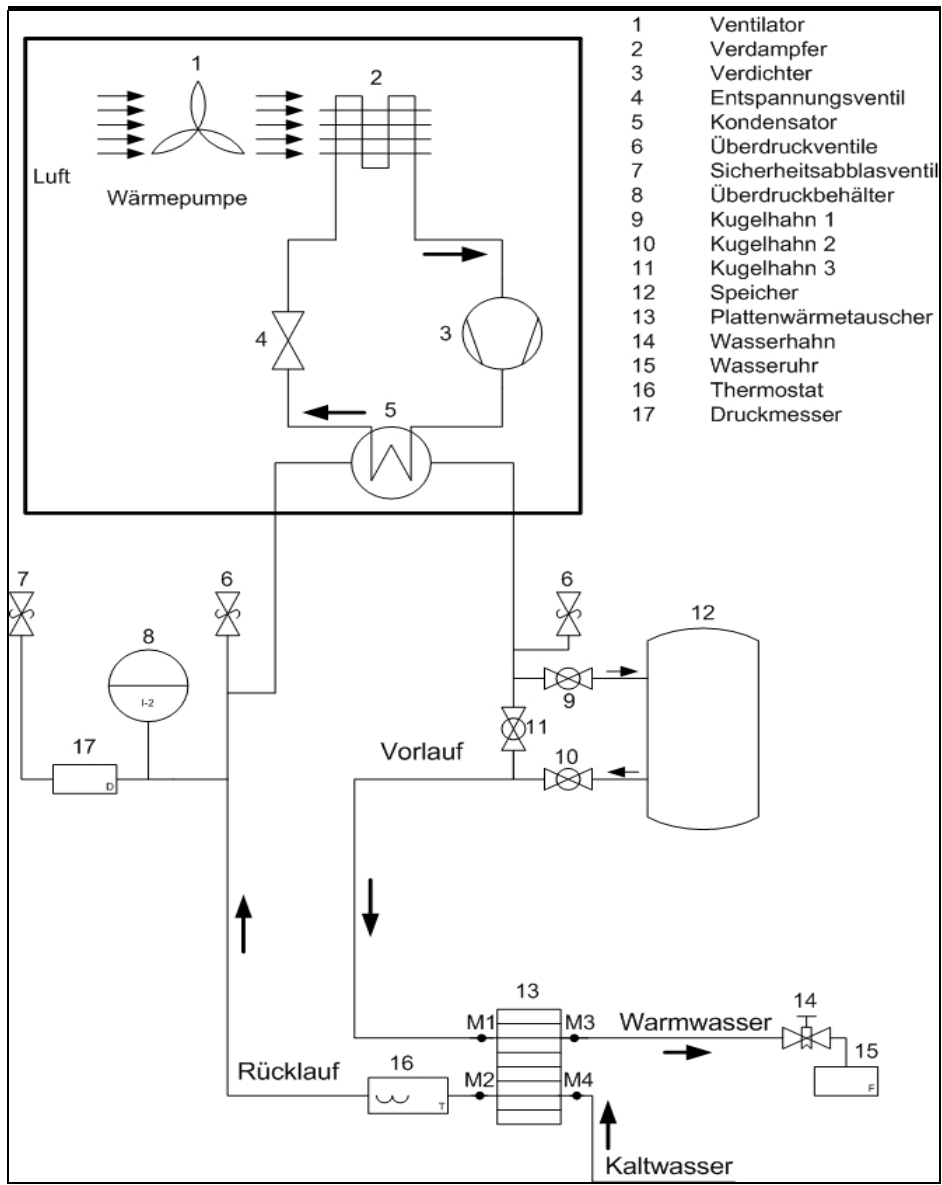
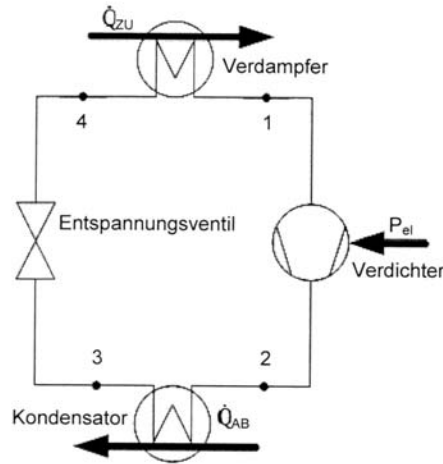


Bild 6: Blockschaltbild des Versuchsstandes „Luftwärmepumpe“

Aufbau und Wirkungsweise der Wärmepumpe

Im Verdampfer wird das eingesetzte Kältemittel durch das Ansaugen der Außenluft verdampft, anschließend verdichtet und dadurch auf ein energetisch höheres Niveau gebracht. Nach dem Abgriff der Wärme am Kondensator wird das Kältemittel entspannt und dem Verdampfer wieder zugeführt.



Zustandsänderungen:

Idealer Kreisprozess (Carnot):

- 1→2 isentrope Verdichtung
- 2→3 isobare Kondensation
- 3→4 isenthalpe Entspannung
- 4→1 isobare Verdampfung

Bild 6: Kreisprozess in einer Wärmepumpe

Auf Grund einer Siedetemperatur des eingesetzten Kältemittels R404A von -27°C kann die Wärmepumpe bis zu einer Lufttemperatur von -20°C eingesetzt werden. Im nachfolgenden Bild 7 ist der Arbeitsprozess im logarithmischen p-h-Diagramm dargestellt, der sich durch die Zustandsänderungen in der Wärmepumpe ergibt. Während das Viereck mit den Ziffern 1, 2, 3 und 4 den idealen Kreisprozess nach Carnot aufzeigen, beinhaltet das Viereck mit den Ziffern 1', 2', 3' und 4' die Zustandsänderungen mit dem Kältemittel R404A.

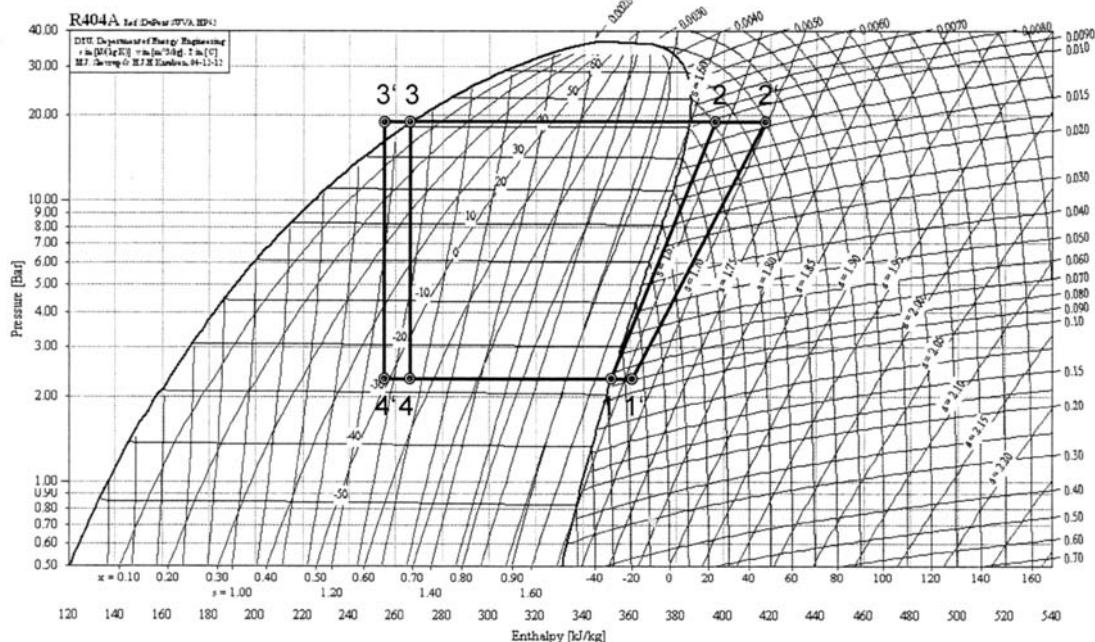


Abb.4 Log p, h – Diagramm

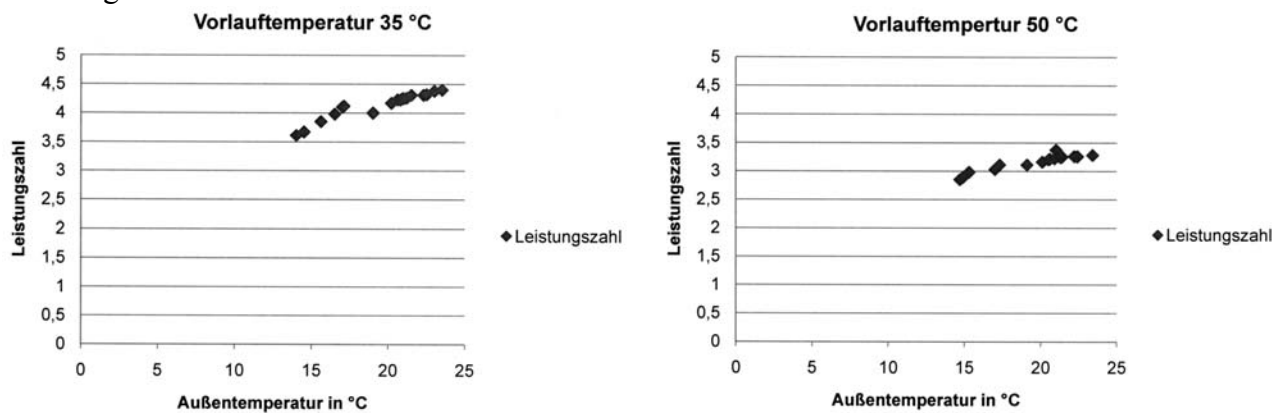
Bild 7: p,h – Diagramm des Kreisprozesses

Der Carnot – Prozess ist jedoch in der Praxis nicht umsetzbar, da eine isentrope Verdichtung technisch nicht realisierbar ist. Deshalb verläuft die Zustandsänderung 1→2 in der Realität nicht mehr parallel zu den Isentropen. Außerdem werden bei dem im p,h-Diagramm dargestellten realen Kreisprozess die Punkte 1 und 3, die im Carnot – Prozess direkt auf der Siede- bzw. Taulinie liegen, durch eine Überhitzung vor der Verdichtung und einer Unterkühlung nach der Kondensation durch die Punkte 1' und 3' ersetzt. Die Überhitzung $\Delta T_{\bar{U}}$ (ca. 5 – 10 K) ist nötig, da nur geringe Feuchtigkeitstropfen im verdampften Kältemittel den Verdichter zerstören können. Die Unterkühlung $\Delta T_{\bar{U}}(\approx \Delta T_{\bar{U}})$ stellt sicher, dass das Kältemittel auskondensiert, um im Verdampfer möglichst ein Maximum an Energie aufnehmen zu können.

Erste Betriebserfahrungen

Im Rahmen der ersten messtechnischen Untersuchungen an der neu errichteten Luft-Wasser-Wärmepumpe wurden mit der Leistungs- und die Jahresarbeitszahl die wichtigsten energetischen Kenngrößen untersucht. Die als Verhältnis von Nutzenergie zu aufgewandter Energie definierte Leistungszahl ϵ wird im Allgemeinen im Bereich von 3 bis 5 angegeben. Dieser Wert ist vorrangig von der Außentemperatur abhängig. Bei einer niedrigen Temperaturdifferenz zwischen Außen- und Vorlauftemperatur, z. B. bei einer hohen Außentemperatur, wird eine wesentlich geringere Energie für die Heiztemperatur benötigt und die Leistungszahl ist entsprechend hoch.

Im Zeitraum Juni bis August 2009 wurden insgesamt 36 Messungen bei eingestellten Vorlauftemperaturen von 35 °C bzw. 50 °C durchgeführt, die Außentemperatur lag dabei im Bereich von 14 bis 23,5 °C. Die nachfolgenden Abbildungen 8 und 9 zeigen die entsprechenden Leistungszahlen.

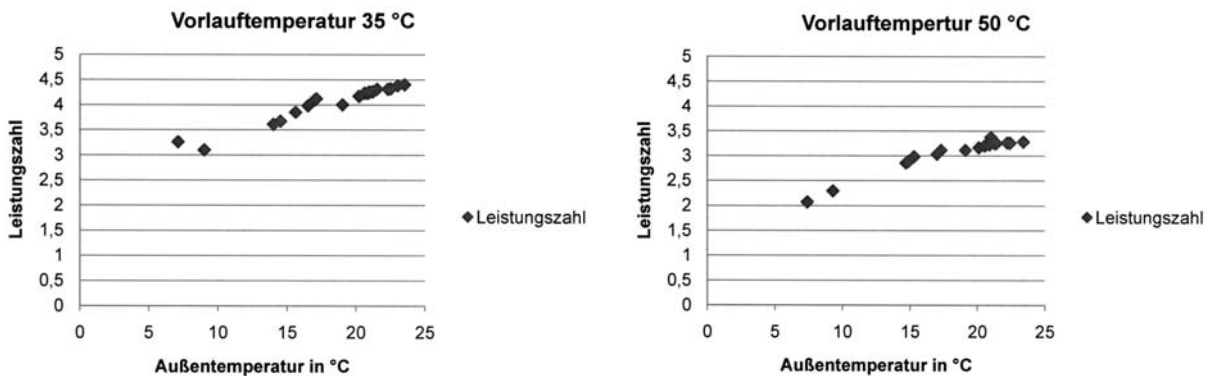


Bilder 8 und 9 Leistungszahlen der Luft-Wasser-Wärmepumpe bei verschiedenen Vorlauftemperaturen und Außentemperaturen von 14°C bis 23,5°C

Die Messungen haben ergeben, dass sich bei einer Vorlauftemperatur von 35°C die Leistungszahl im Rahmen des vom Hersteller angegebenen Bereiches von 3 bis 5 befindet, bei einer höheren Vorlauftemperatur sinkt die Leistungszahl aufgrund des höheren Energieaufwandes zum Erreichen dieser Vorlauftemperatur etwas ab.

Im 2. Schritt wurden Untersuchungen durchgeführt, bei denen die Vorlauftemperatur weiter gesenkt wurde. Ziel war der Beweis, dass die Leistungszahl mit weiter sinkender Außentemperatur abnimmt. Hierfür wurden Versuche durchgeführt, bei denen die Außentemperatur im Bereich von

5°C bis 10° bei Vorlauftemperaturen von 35°C und 50°C lag. Die Ergebnisse sind in den Bildern 10 und 11 entsprechend dargestellt.



Bilder 10 und 11 Leistungszahlen der Luft-Wasser-Wärmepumpe bei verschiedenen Vorlauftemperaturen und Außentemperaturen im Bereich 5°C – 23,5°C

Weiterführende Arbeiten

Nach ersten messtechnischen Untersuchungen an der Luft-Wasser-Wärmepumpe ist es im Rahmen weiterer Beleg- und vor allem Bachelorarbeiten vorgesehen, diese Wärmepumpe in die vorhandene Haustechnik des Seminar- und Laborgebäudes zu integrieren. Hierzu werden zuerst weitere Langzeitmessungen an der Wärmepumpe in den Herbst- und Wintermonaten durchgeführt und anschließend die konkrete Einbindung vorangetrieben.

Zusammenfassung

Mit der an der Fakultät Maschinen- und Energietechnik der HTWK Leipzig neu errichteten Luft-Wasser-Wärmepumpe ist es möglich geworden, die Vor- und Nachteile eines solchen technischen Anwendungsbeispiels für die erneuerbaren Energien unter wirtschaftlichen und technischen Aspekten zu untersuchen. Die Ergebnisse der ersten Untersuchungen haben auf jeden Fall die in der Praxis gängigen technischen Grundlagen bestätigt und werden eine wesentliche Hilfestellung für die Integration der Wärmepumpe in die haustechnische Anlage des neuen Seminargebäudes sein.

Weitere Einzelheiten zum Komplexversuchsstand der HTWK Leipzig sind zu entnehmen:

- [1] R. Müller, A. Rackwitz, R. Oestreicher
Zentrale Messwerterfassung an einer regenerativen Hybridanlage
Tagungsband zum „11. Symposium „Nutzung regenerativer Energien und Wasserstoff-
technik“ Fachhochschule Stralsund, 2004
- [2] R. Müller, A. Rackwitz
Der Komplexversuchsstand „Regenerative Energien“ der HTWK Leipzig, ein
Demonstrationsobjekt für die Möglichkeiten erneuerbarer Energien
Tagungsband zum „12. Symposium „Nutzung regenerativer Energien und Wasserstoff-
technik“ Fachhochschule Stralsund, 2005

MÖGLICHKEITEN DER NUTZUNG DER GEOTHERMISCHEN ENERGIE ALS ENERGIEQUELLE ZUM SPEISEN DER HEIZKRAFTWERKE

Wladyslaw NOWAK, Aleksander A. STACHEL

Westpommersche Technische Universität Szczecin

Lehrstuhl für Wärmetechnik,

al. Piastow 17, PL 70-310 Szczecin, Polen

e-mail: andrzej.stachel@zut.edu.pl

Schlüsselwörter: geothermische Energie, geothermischer Wärmetauscher, geothermisches Heizwerk, geothermisches Heizkraftwerke

Zusammenfassung: In der Literatur fehlt es am Wissen über die Methoden des Entwerfens und der Wahl der Struktur der Anlagen für die Systeme der Gewinnung und Ausnutzung der geothermischen Energie. Es fehlt auch an komplexen Daten hinsichtlich der Erstellung von Arbeitskennfelder der geothermischen Wärmetauscher mit Wärmeempfängern für die Erzeugung von Elektroenergie. Deswegen auch betreffen die von den Verfassern aufgenommenen Forschungen die Effektivität der Erzeugung der Elektroenergie in Kraftwerken, die durch geothermische Energie gespeist werden. Diese Forschungen haben zum Ziel die Erstellung der Charakteristiken der Arbeit von verschiedenen Lösungen, unter Berücksichtigung des Einflusses von wesentlichen Parametern auf den Gewinnungsgrad der Energie in Wärmetauschern, die die Quelle der geothermischen Energie sind, unter dem Gesichtspunkt deren Nutzung für die Erzeugung der Elektroenergie.

1. Einleitung

Unter den erneuerbaren Energieressourcen in Polen, hat außer der Sonnen-, Wind-, Biomasse- und Wasserfallenergie auch die in der Erde gespeicherte Energie, d.h. die sog. geothermische und geothermale Energie einen wesentlichen Anteil [4,10].

Geothermale Energie kann beinahe auf dem gesamten Gebiet des Landes gewonnen werden und kann vor allem für Heizzwecke, und im geringeren Maße für die Erzeugung der Elektroenergie genutzt werden. Gegenwärtig werden in Polen sechs geothermale Heizwerke betrieben, ein Heizwerk wird gebaut und die Realisierung von einigen weiteren Heizwerken ist in der nächsten Zukunft vorgesehen. Die Nutzung der geothermalen Energie für Heizzwecke ist in der einheimischen Literatur entsprechend erkannt und beschrieben. In einem geringen Maße betrifft dies auch die Probleme im Zusammenhang mit der Nutzung der geothermalen Energie zum Erzeugen der Elektroenergie, wobei im letzteren Fall werden Analysen durchgeführt, deren Zweck die Bestimmung der Effektivität der Nutzung der geothermalen Energie zum Erzeugen von Elektroenergie oder zum Speisen der Kraftwerke oder Heizkraftwerke ist [2,8,9,10].

Im Fall der geothermalen Kraftwerke werden in der Praxis deren zwei Grundarten angetroffen [2,12]:

- mit direkten Verdampfen vom geothermalen Wasser in einem Entspanner – Separator (sog. *Single Flash* - System). Der im Entspanner erzeugte Dampf wird nach dem Entfernen von Wassertröpfchen in eine Dampfturbine geleitet. Das Kondenswasser wird mit dem geothermalen Wasser aus dem Entspanner zurück in die Lagerstätte injiziert. Beispiele der Übersichtspläne der geothermalen Kraftwerke von dieser Art werden in der Abbildung 1 veranschaulicht.

- Kraftwerke mit Binärkreisläufen, wo der Kreislauf des geothermalen Wassers vom Kreislauf des Arbeitsstoffes des Kraftwerkes abgetrennt ist. Das heiße geothermale Wasser

wird einem speziellen Wärmetauscher zugeführt (Verdampfer), der die Rolle eines Dampfkessels für den Kreislauf erfüllt, wo als Arbeitsstoff eine Flüssigkeit mit niedrigem Siedepunkt eingesetzt wird. Das abgekühlte geothermale Wasser wird anschließend vollständig über eine Reinjektionsbohrung der wassertragenden Schicht zugeführt. Der im Verdampfer erzeugte Dampf des Arbeitsstoffes treibt eine Turbine an und wird nach dem Kondensieren wieder dem Verdampfer zugeführt. Ein Beispiel des Übersichtsplanes eines solchen Kraftwerkes veranschaulicht die Abbildung 2a.

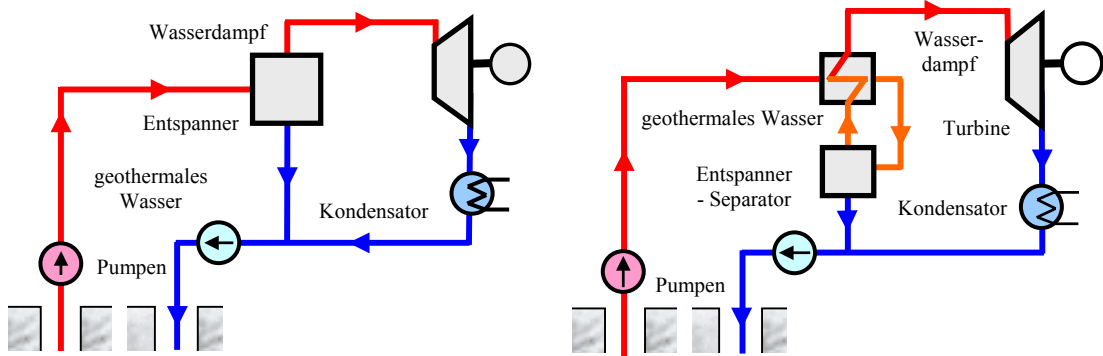


Abb. 1. Übersichtsplan eines geothermalen Kraftwerkes:
a) mit direktem Verdampfen des geothermalen Wassers, b) mit einem Dampfüberhitzer

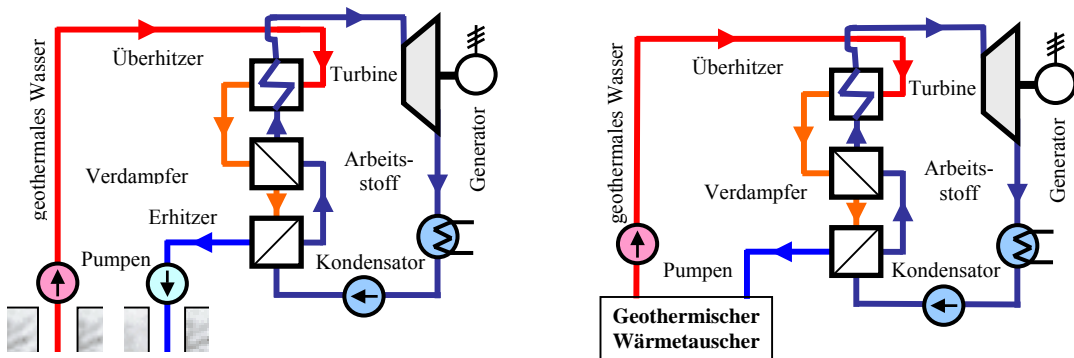


Abb. 2. Übersichtsplan eines Binärkreislauf - Kraftwerkes mit einem Überhitzer des Arbeitsstoffdampfes: a) geothermales Kraftwerk b) geothermisches Kraftwerk

Nach dem letzten Übersichtsplan können auch geothermische Kraftwerke arbeiten (Abbildung 2b), die durch ein Umlaufmedium gespeist werden, das im sog. geothermischen Wärmetauscher erhitzt wird.

2. Niedrigsiedende Umlaufmedien im geothermischen Kraftwerk

Für die Auswahl und den Einsatz eines niedrigsiedenden Stoffes als Umlaufmedium in einem geothermischen Kraftwerk sind seine thermophysischen Eigenschaften entscheidend. Sie haben einen wesentlichen Einfluss auf den Verlauf der Sättigungskurven, die im Druck-Enthalpie-Diagramm dargestellt wurden und mit Hilfe des sog. Entropie – Koeffizienten (l) charakterisiert werden, der einer der Parameter ist, die die Eigenschaften der niedrigsiedenden Stoffe beschreiben. Den Verlauf der Sättigungskurven und somit den Wert des Entropie – Koeffizienten (l) berücksichtigend, können Arbeitstoffe in zwei Gruppen unterteilt werden [1,3].

Zu der ersten Gruppe gehören Arbeitsstoffe deren Entropie – Koeffizient $I < 1$. Dies bedeutet, dass der Beginn der isentropen Expansion auf der Linie des gesättigten Trockendampfes und deren Ende im Bereich des überhitzten Dampfes liegt. Zu dieser Gruppe der Arbeitsstoffe zählen: Isobutan, Butan, RC318, R236fa, R245fa i R227ea.

Im Fall der Arbeitsstoffe der ersten Gruppe besteht der in der Abbildung 3 dargestellte Clausius-Rankine-Kreisprozess aus folgenden thermodynamischen Umwandlungen: isobare Wärmezufuhr, die den Prozess der Erhitzung der Flüssigkeit (4-5) und den Prozess der Flüssigkeitsverdampfung (5-1) umfasst; isentrope Expansion des Dampfes des Arbeitsstoffes in der Turbine (1-2s); isobare Wärmeabfuhr, während deren die Abkühlung des Dampfes erfolgt (2s-2) und die Kondensation des Arbeitsstoffes (2-3), als auch isentrope Kompression des Kondensats (3-4).

Zu der zweiten Gruppe zählen Arbeitsstoffe, deren Entropie – Koeffizient $I > 1$ und die Expansion setzt im Bereich des überhitzten Dampfes an und endet auf der Linie des gesättigten Trockendampfes (Abb. 3). Zu dieser Gruppe zählen unter anderen: Propylen, R407C, R32, R125 und das Gemisch von Isobutan und Propylen im Verhältnis 50% zu 50%. Nach dem Beenden der isentropen Expansion (1-2s), wird als nächste Umwandlung im Clausius-Rankine-Prozess der Prozess der Kondensation realisiert, danach der Prozess der isenthalpen Kompression (3-4), und dann isobare Erhitzung der Flüssigkeit (4-5), isobare Verdampfung (5-6) und isobare Überhitzung (6-1).

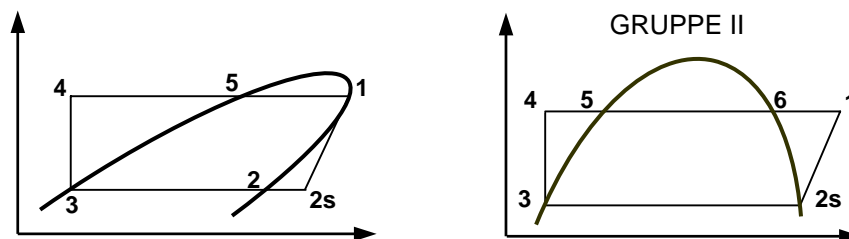


Abb. 3. Zyklus der thermodynamischen Umwandlungen des Arbeitsstoffes im C-R-Prozess, der im Bereich des überhitzten Dampfes für die Arbeitsstoffe der Gruppe I und II realisiert wird

Für die in der vorliegenden Arbeit präsentierten Berechnungen wurden Arbeitsstoffe gewählt, die zur ersten Gruppe zählen. Bei der Auswahl richtete man sich nach den ökologischen Kennzahlen der Bewertung der Kältemittel, und man wählte Stoffe von einem niedrigen Potenzial der Vernichtung der Ozonschicht (ODP) und von einem niedrigen Potenzial der Erzeugung des Treibhauseffektes (GWP). Man berücksichtigte auch den Bereich der Arbeitsdrücke und die Verfügbarkeit der Daten für die Berechnungen.

3. Geothermische Heizkraftwerke

Im Fall der zweiten Art der Erdenergie, der geothermischen Energie, gibt es in Polen wesentlich größere Möglichkeiten der Gewinnung von dieser Energie als der geothermalen Energie. Unter einheimischen Bedingungen ist die Möglichkeit der Gewinnung und Nutzung der geothermalen Energie auf einer Tiefe zwischen 2000 - 5000 m gegeben. Die Energie in diesen Tiefen kann überwiegend für Heizzwecke genutzt werden. Dagegen kann die geothermische Energie, die auf einer Tiefe zwischen 3000 – 5000 m gewonnen wird, auch für die Erzeugung der Elektroenergie genutzt werden [5,6,10,11,13,14,].

In der Literatur fehlt es am Wissen über die Methoden des Entwerfens und der Wahl der Struktur der Anlagen für die Systeme der Gewinnung und Ausnutzung

der geothermischen Energie. Es fehlt auch an komplexen Daten hinsichtlich der Erstellung von Charakteristiken der Zusammenarbeit der geothermischen Wärmetauscher mit Wärmeempfängern für die Erzeugung von Elektroenergie. Deswegen auch betreffen die von den Verfassern aufgenommenen Forschungen die Effektivität der Erzeugung der Elektroenergie in Kraftwerken, die durch geothermische Energie gespeist werden. Diese Forschungen haben zum Ziel die Erstellung der Charakteristiken der Arbeit von verschiedenen Lösungen, unter Berücksichtigung des Einflusses von wesentlichen Parametern auf den Gewinnungsgrad der Energie in Wärmetauschern, die die Quelle der geothermischen Energie sind, unter dem Gesichtspunkt deren Nutzung für die Erzeugung der Elektroenergie.

In der vorliegenden Veröffentlichung werden Berechnungsergebnisse der Arbeit eines Heizkraftwerkes dargestellt, dessen Übersichtsplan in der Abb. 4 veranschaulicht wird. Die gewonnene geothermische Energie wird in einem unterirdischen Wärmetauscher an das Netzwasser übertragen, das entsprechende Wärmetauscher speist, worin der niedrigsiedende Arbeitsstoff erhitzt und verdampft wird.

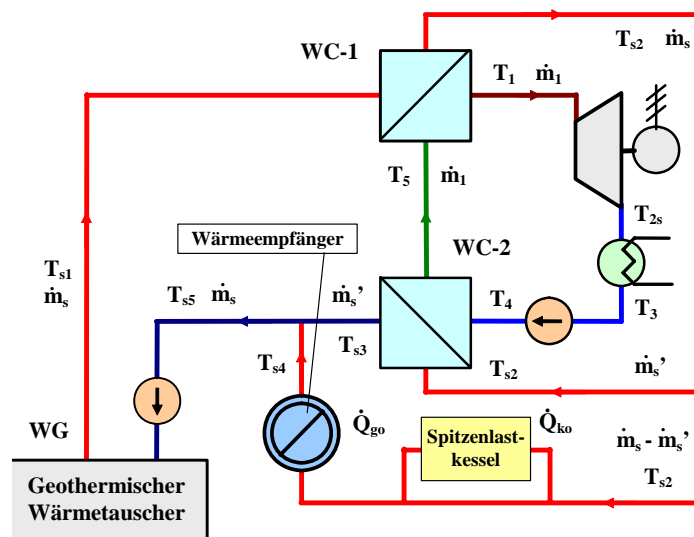


Abb. 4. Übersichtsplan eines geothermischen Heizkraftwerkes ohne Überhitzung des Arbeitsstoffdampfes

In der vorliegenden Veröffentlichung werden Berechnungsergebnisse der Arbeit eines Heizkraftwerkes dargestellt, dessen Übersichtsplan in der Abb. 4 veranschaulicht wird. Die gewonnene geothermische Energie wird in einem unterirdischen Wärmetauscher an das Netzwasser übertragen, das entsprechende Wärmetauscher speist, worin der niedrigsiedende Arbeitsstoff erhitzt und verdampft wird.

Für die Berechnungen wurden die bereits eher entwickelten Berechnungsmodelle eingesetzt, die zwei Arten der geothermischen Wärmetauscher betreffen, horizontale und vertikale Wärmetauscher, die in der Abbildung 5 veranschaulicht werden [5,7,10]. Diese Wärmetauscher werden als Energiequellen genutzt, die geothermische Kraftwerke oder Heizkraftwerke speisen. Die dargestellten Berechnungen betreffen verschiedene niedrigsiedende Arbeitsstoffe, die in zwei verschiedenen Arten der geothermischen Wärmetauscher eingesetzt wurden, unter Annahme gleicher Wärmeträgerströme, die durch Wärmetauscher strömen, und gleicher Temperaturen am Auslauf aus dem geothermischen Wärmetauscher, als auch bei entsprechenden Temperaturen am Zulauf, die von der Verflüssigungstemperatur des niedrigsiedenden Arbeitsstoffes abhängig sind.

In der vorliegenden Arbeit werden lediglich einige Berechnungsergebnisse dargestellt, die das in der Abbildung 4 schematisch dargestellte Heizkraftwerk betreffen.

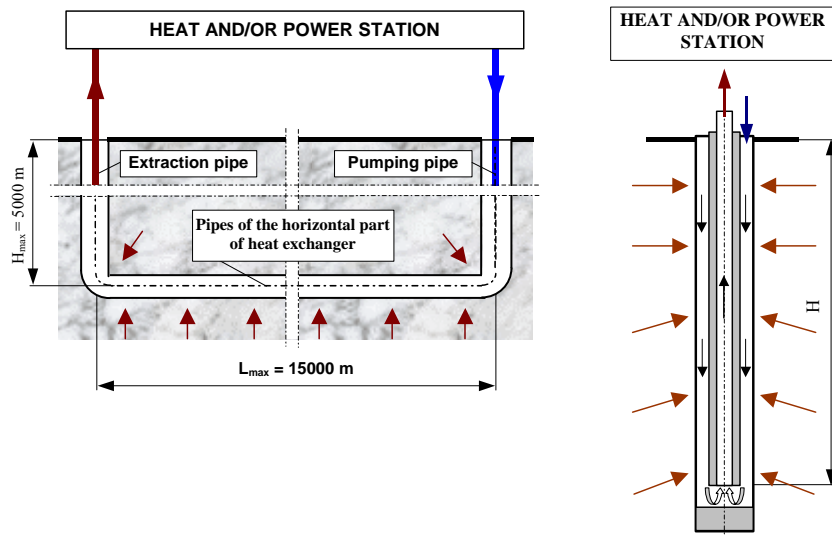


Abb. 5. Horizontaler und vertikaler geothermischer Wärmetauscher, die ein geothermisches Heizwerk / Heizkraftwerk / Kraftwerk speisen

Es ist bekannt, dass einer der Elemente, die einen wesentlichen Einfluss auf die Effektivität der Ausnutzung der geothermischen Energie hat, ist die Art des im geothermischen Heizkraftwerk eingesetzten niedrigsiedenden Umlaufmediums. Deswegen auch befassen sich die Forschungen mit der Analyse des Einflusses der Art des Umlaufmediums auf die Arbeitseffektivität des geothermischen Heizkraftwerkes. Im Fall der Gewinnung der geothermischen Energie zum Erzeugen der Elektroenergie nutzte man Kraftwerke, die nach dem klassischen Clausius-Rankine-Kreisprozess mit einem niedrigsiedenden Umlaufmedium arbeiten.

4. Berechnungsergebnisse

In der vorliegenden Arbeit werden Berechnungsergebnisse für die niedrigsiedenden Arbeitsstoffe der Gruppe I präsentiert und zwar am Beispiel der in der Abbildung 4 dargestellten Lösung eines geothermischen Heizkraftwerkes. Im Fall des betrachteten Heizkraftwerkes, wird der aus dem geothermischen Wärmetauscher ausströmende Wärmeträger mit der Temperatur T_{s1} an den Verdampfer (WC-1) geleitet, wo er die Wärme auf den Arbeitsstoff überträgt, der sich in gesättigten Trockendampf umwandelt, der zur Turbine strömt. Nach der isentropen Dampfexpansion in der Turbine und nach dem Erreichen des Dampfzustandes mit Parametern 2_s , wird der Arbeitsstoff zum Kondensator geleitet. Nach dem Verflüssigen wird der niedrigsiedende Arbeitsstoff im flüssigen Zustand zum Erhitzer WC-2 geleitet, wo er auf die Temperatur T_5 unter Ausnutzung eines Teilstroms des Netzwassers \dot{m}'_s erhitzt wird. Anschließend wird der niedrigsiedende Arbeitsstoff an den Verdampfer (WC-1) geleitet, wo er auf Kosten der Energie des Netzwassers, das aus dem geothermischen Wärmetauscher zuströmt, erneut verdampft und den Zustand des gesättigten Trockendampfs erreicht. Die Temperatur des Netzwasserstroms \dot{m}_s senkt sich dagegen im Wärmetauscher WC-1 von T_{s1} auf T_{s2} .

Der Teilstrom des Netzwassers \dot{m}'_s mit der Temperatur T_{s2} wird zum Erhitzer der Flüssigkeit des niedrigsiedenden Arbeitsstoffes (WC-2) geleitet. Der Hauptstrom des Netzwassers $(\dot{m}_s - \dot{m}'_s)$ mit der Temperatur T_{s2} wird dagegen zu den Empfängern

der Fernwärme geleitet. Ist die Temperatur T_{s2} des zu den Fernwärmeempfängern geleiteten Mediums zu niedrig, dann kann man deren Wert durch das Erhitzen im Spitzenlastkessel erhöhen. Anschließend werden beide Ströme \dot{m}'_s und $(\dot{m}_s - \dot{m}'_s)$ mit entsprechenden Temperaturen (T_{s3}) und (T_{s4}) zusammengeführt (\dot{m}_s , T_{s5}) und zum geothermischen Wärmetauscher WC-1 geleitet.

Tabelle 2. Zusammenstellung der Berechnungsergebnisse für Isobutan, für Verflüssigungstemperatur $T_3 = 10,9\text{ }^\circ\text{C}$ und für verschiedene Ströme des geothermischen Wassers

T_{s1}	T_{s2}	T_{s3}	T_{s4}	\dot{m}_s	\dot{m}'_s	T_{s5}	η_{C-R}	N_{C-R}	\dot{Q}_{go}	\dot{Q}_{geot}
[$^\circ\text{C}$]	[$^\circ\text{C}$]	[$^\circ\text{C}$]	[$^\circ\text{C}$]	[kg/s]	[kg/s]	[$^\circ\text{C}$]	[%]	[kW]	[kW]	[kW]
68	58	15,9	40	54,544	4,440	38,04	11,5	62,79	3776,0	6842,0
78	68	15,9	40	54,544	4,736	37,91	13,5	73,44	5839,2	9155,6
88	78	15,9	40	54,544	5,096	37,75	15,2	82,88	7867,6	11476,0
98	88	15,9	40	54,544	5,548	37,55	16,7	91,25	9846,8	13805,2
108	98	15,9	40	54,544	6,144	37,28	18,1	98,68	11753,6	16150,8
68	58	15,9	40	81,820	6,664	38,04	11,5	94,19	5664,4	10263,6
78	68	15,9	40	81,820	7,108	37,91	13,5	110,16	8758,8	13734,0
88	78	15,9	40	81,820	7,644	37,75	15,2	124,32	11802,0	17214,8
98	88	15,9	40	81,820	8,324	37,55	16,7	136,88	14770,8	20708,8
108	98	15,9	40	81,820	9,216	37,28	18,1	148,02	17631,6	24227,2

Tabelle 3. Zusammenstellung der Berechnungsergebnisse für R236fa, für Verflüssigungstemperatur $T_3 = 10,9\text{ }^\circ\text{C}$ und für verschiedene Ströme des geothermischen Wassers

T_{s1}	T_{s2}	T_{s3}	T_{s4}	\dot{m}_s	\dot{m}'_s	T_{s5}	η_{C-R}	N_{C-R}	\dot{Q}_{go}	\dot{Q}_{geot}
[$^\circ\text{C}$]	[$^\circ\text{C}$]	[$^\circ\text{C}$]	[$^\circ\text{C}$]	kg/s]	[kg/s]	[$^\circ\text{C}$]	[%]	[kW]	[kW]	[kW]
68	58	15,9	40	54,544	5,252	37,68	11,2	61,12	3776,0	6842,0
78	68	15,9	40	54,544	5,648	37,50	13,1	71,23	5839,2	9155,6
88	78	15,9	40	54,544	6,156	37,28	14,7	80,01	7867,6	11476,0
98	88	15,9	40	54,544	6,832	36,98	16,1	87,75	9846,8	13805,2
108	98	15,9	40	54,544	7,812	36,55	17,3	94,58	11753,6	16150,8
68	58	15,9	40	81,820	7,876	37,68	11,2	91,68	5664,4	10251,6
78	68	15,9	40	81,820	8,472	37,50	13,1	106,85	8758,8	13734,0
88	78	15,9	40	81,820	9,232	37,28	14,7	120,02	11802,0	17214,8
98	88	15,9	40	81,820	10,252	36,98	16,1	131,62	14770,8	20708,8
108	98	15,9	40	81,820	11,720	36,55	17,3	141,87	17631,6	24227,2

Die Berechnungsergebnisse des betrachteten geothermischen Heizkraftwerkes für zwei gewählte niedrigsiedende Arbeitsstoffe wurden in den Tabellen 2 und 3 zusammengestellt als auch in Form der Diagramme dargestellt, die den Einfluss von wesentlichen Größen auf die Leistung und den Wirkungsgrad des Clausius-Rankine-Kreisprozesses veranschaulichen (Abbildungen 6,7 und 8).

5. Schlussfolgerungen

Auf Grundlage der Analyse der Berechnungsergebnisse kann man folgende Schlussfolgerungen formulieren:

- Die Bestimmung des Wirkungsgrades des CR – Kreisprozesses, der mit einem niedrigsiedenden Arbeitsstoff arbeitet, ist für die energetische Bewertung eines Arbeitsstoffes unzureichend; bei ähnlichen Wirkungsgraden des C-R – Kreisprozesses erzielte man für

verschiedene Arbeitsstoffe verschiedene Leistungsgrößen für beide Gruppen der Arbeitsstoffe.

- Die größten Leistungen im C-R – Kreisprozess erzielt man für diese Arbeitsstoffe, für welche die Temperatur der oberen Wärmequelle der kritischen Temperatur des niedrigsiedenden Arbeitsstoffes am nächsten liegt und deren Verdampfungsenthalpie möglichst niedrig ist.

- es ist ein deutlicher Einfluss der Umgebungstemperatur auf den Wirkungsgrad und die Leistung des Kraftwerkes sichtbar, und daraus ergibt sich die Tatsache, dass sich diese Größen in verschiedenen Monaten des Jahres ändern werden; es ist auch der Einfluss der Art des Arbeitsstoffes auf die Größe der erzielten Leistung sichtbar.

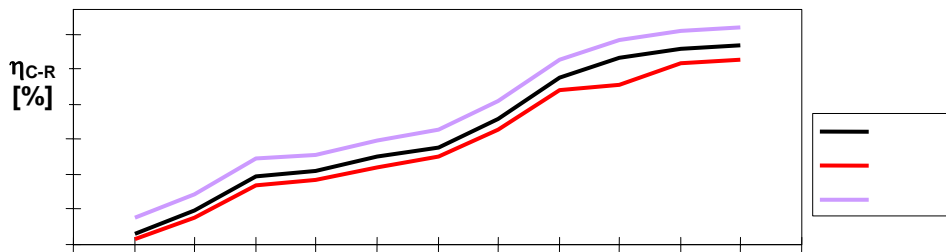


Abb. 6. Wirkungsgrad des C-R – Kreisprozesses in Funktion der Verflüssigungs-temperatur des niedrigsiedenden Arbeitsstoffes für die Netzwassertemperatur am Auslauf aus dem geothermischen Wärmetauscher $T_{s1} = 78^{\circ}\text{C}$

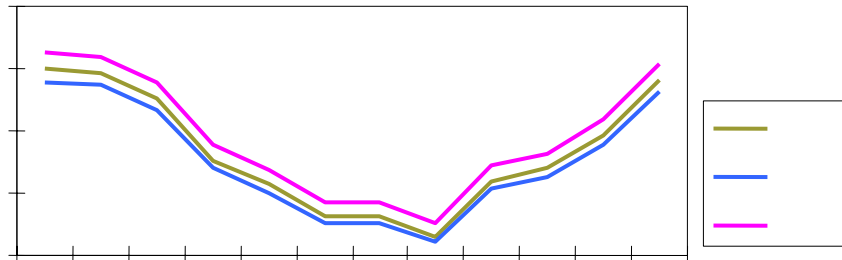


Abb. 7. Wirkungsgrad des C-R – Kreisprozesses in Funktion der Umgebungstemperatur für die Netzwassertemperatur am Auslauf aus dem geothermischen Wärmetauscher $T_{s1} = 78^{\circ}\text{C}$

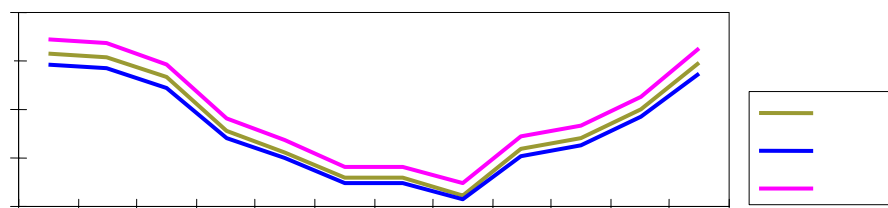


Abb. 8. Leistung des C-R – Kreisprozesses in Funktion der Umgebungstemperatur für die Netzwassertemperatur am Auslauf aus dem geothermischen Wärmetauscher $T_{s1} = 78^{\circ}\text{C}$ und für den Massenstrom des Netzwassers $\dot{m}_s = 54,5 \text{ kg/s}$

Für die betrachteten Fälle des geothermischen Kraftwerkes, um die Effektivität der Ausnutzung der geothermischen Energie zu erhöhen, wird ein Teil der Energie für Zwecke der Fernwärme verwendet. Im Fall der Wärme-Kraft-Kopplung, d.i. der Erzeugung der Elektroenergie und der Wärme für Zwecke der Fernwärme, erhalten wir ein geothermisches Heizwerk, dessen Arbeitseffektivität größer ist als eines geothermischen Kraftwerkes.

Aus der durchgeführten Analyse der betrachteten Fälle der geothermischen Heizkraftwerke ergibt sich die Schlussfolgerung über die Zweckmäßigkeit des Einsatzes von Lösungen mit einer parallelen Verbindung einiger Kreisläufe eines niedrigsiedenden Arbeitsstoffes und mit einer Reihenspeisung der Verdampfer der nacheinander folgenden niedrigsiedenden Kreisläufe. Günstiger ist auch die Lösung mit paralleler Verbindung einiger niedrigsiedenden Kreisläufe mit gleichen Parametern und mit dem Erhitzen des Netzwassers zwischen den einzelnen Verdampfern. Einen günstigen Einfluss auf die Effektivität der Arbeit würde auch der Einsatz der Wärme – Kraft – Aggregate bringen, deren Wärme für das Erhitzen von Netzwasser zwischen den Verdampfern genutzt würde. Beispiele von anderen Lösungen der Heizkraftwerke werden während des Vortragens der Arbeit dargestellt.

Die Arbeit wurde im Rahmen des Projektes NN513 419334 vorbereitet, das vom dem polnischen Ministerium für Wissenschaft und Hochschulwesen finanziert wird.

6. Referenzen

- [1] Bonca Z., Butrymowicz D., Dambek D., Depta A., Targańsk, W.: *Handbook: Refrigeration fluids and heat carriers*, IPPU Masta, 1998.
- [2] Chodkiewicz R., Hanusek P., Porochnicki J.: *Acquisition of electricity from geothermal resources*, Ciepłne Maszyny Przepływowe, No.120, 2001.
- [3] Gawlik K., Hassani V.: *Advanced binary cycles: Optimum working fluids*, Geothermal Resources Council, Annual Meeting, California, USA, 1998.
- [4] Górecki W.: *Atlas geothermal energy resources in Polish Lowland*. GEOS, 1995.
- [5] Kujawa T., Nowak W.: *Evaluation of the length of insulated inside pipe effect on heat efficiency of a downhole geothermal coaxial heat exchanger*. Acta Mechanica Slovaca (2)2002, pp. 183–190.
- [6] Morita K.: *One possible way to utilize abandoned deep wells – the application of the DCHE*. Technika Poszukiwań (5)2001, p. 129-148.
- [7] Nowak, W.: *Theory of underground closed-loop geothermal heat exchanger*, Unpublished internal report of DHE, TU of Szczecin, 2003, (in Polish).
- [8] Nowak W., Borsukiewicz-Gozdur A.: *Duales Heizwerk gespeist mit einem Geothermalen wasser einer mittlern Enthalpie*, 1. Fachkongress Geothermischer Strom, 12-13.11.2003, Neustadt Glewe.
- [9] Nowak W., Borsukiewicz-Gozdur A.: *Analysis and assessment of the effectiveness of operation of binary power plant utilising geothermal water with a medium enthalpy*, Transaction of IFFM, No. 114, Gdańsk 2003.
- [10] Nowak W., Sobański R., Kabat M., Kujawa T.: *Systems of acquisition and utilisation of geothermal energy*. Wyd. Politechniki Szczecińskiej, Szczecin 2000.
- [11] Plewa M., Plewa S.: *Analysis of possibilities of utilisation of geothermal energy of dry hot rocks in Poland*. Konferencja: Możliwości wykorzystania wód geotermalnych w Polsce. AGH Kraków 1990, s. 171-181.
- [12] Stachel, A.A., Nowak, W. and all, 2003, *Assessment of overall effectiveness of power station and binary power station utilizing geothermal water with average entalphy*, Grant Polish Ministry of Scientific Research and Information Technology.

- [12] Wolff H., Möller F., Besser T., Schmidt S., Oppelt J., Treviranus J.: *Ansätze fortschrittlichen Bohr- und Komplettierungstechnik für die Errichtung eines Untertraging Geschlossenen Geothermischen Wärmetauscher*. Projekt BMU – ZIP 0327506. 20 Jahre Tiefe Geothermie in Deutschland, 7. Geothermische Fachtagung, 06-08 November 2002 in Waren (Müritz)
- [13] Wolff H., Schmidt S., Möller F., Legarth B., Oppelt J., Treviranus J.: *Geothermische Stromerzeugung*. Projekt BMU – ZIP 0327506, Status-Quo, Juni 2002, Vortrag, Symposium „Geothermische Stromerzeugung“, Landau 20./21. Juni 2002

**Das EU-Projekt REDUBAR -
Nationale und internationale Biomethan-Netzwerke
(EU-Project REDUBAR –
National and International Biomethane Networks)**

Eberhard Oettel¹, Peter Albring², Ingo Rickert¹, Peter Schrum³, Martin Tuaschke³
1) Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (FEE)
(Society for the Promotion of Renewable Energy)
Innovationspark Wuhlheide, Köpenicker Str. 32, D-12555 Berlin
T. +49-(0)30-65 76 27 06, F. +49-(0)30-65 76 27 08, info@fee-ev.de, www.fee-ev.de
2) ILK Institut für Luft- und Kältetechnik gemeinnützige GmbH, Dresden
3) BBK Bundesverband biogene und regenerative Kraft- und Treibstoffe e.V., Erkner

Schlüsselwörter: Biogas, Biokraftstoff, Biomethan, Bio-SNG (synthetic natural gas – synthetisches Erdgas)

Zusammenfassung

Wichtigkeit und Dringlichkeit höherer Energieeffizienz wurden durch einen bisher nie dagewesenen Appell des Generaldirektors der Internationalen Energie-Agentur (IEA) an die Energieminister der G8-Staaten bei ihrem Treffen am 24./25.05.2009 in Rom, Italien, unterstrichen. Er verlangte, unverzüglich geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um die Auswirkungen der globalen Finanzkrise auszugleichen und u.a. wesentlich in erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Entkarbonisierung zu investieren. Wenn nicht, drohe bereits 2012 / 2013 eine dauerhafte Energiekrise mit weitreichenden Konsequenzen für die Energiesicherheit und den Klimaschutz. Sie könne sogar zu Energiearmut führen. [1]

Die 16. Europäische Biomassekonferenz “Von der Forschung in die Industrie und den Markt” (02. – 06. Juni 2008, Valencia, Spanien) wies nach, dass Biomasse ein knappes Gut wird und appellierte an alle Entscheidungsträger in Politik, Industrie, Verkehr, Land- und Forstwirtschaft, an Forscher und Ingenieure, bei ihrer Nutzung die Exergie zu erhöhen, Anergie zu senken und sie vom Anbau bis zur mehrfach gekoppelten Bereitstellung wesentlich effizienter in Kaskaden zu wandeln. Biomasse sei der einzige durch Menschen erneuerbare Kohlenstoff- und Energieträger. [2] Das in biochemischen Anlagen aus biologischen Sekundärrohstoffen und nachwachsenden Rohstoffen im Stoffwechsel gewonnene Biogas böte bei nachfolgender Verbrennung in Blockheizkraftwerken zur Erzeugung von elektrischer Energie, Wärme und ihrer Wandlung in Kälte genau dieses Potenzial.

Wegen ihrer Standorte fern von Wärmesenken werden aber ca. drei Viertel aller Anlagen vorwiegend zur Stromerzeugung verwandt und vergeuden damit etwa die Hälfte der in ihm chemisch gebundenen Energie. Gerade in dieser Hinsicht bieten zu Biomethan aufbereitetes Biogas und in Zukunft auf thermochemischem Wege erzeugtes Bio-SNG als Energiestoffe herausragende Vorteile. Biomethan kann als Erdgassubstitut ins Netz eingespeist, als Kraftstoff genutzt oder könnte als erneuerbarer Sekundärenergieträger in Hochtemperatur-Industrieprozessen jeweils ortsfern von den Erzeugungsanlagen hocheffizient eingesetzt werden.

Im Ergebnis einer Studie mehrerer Forschungseinrichtungen wurde nachgewiesen, dass unter definierten idealisierten Bedingungen theoretisch die gesamten Erdgasimporte der Europäischen Union durch Biomethan und Bio-SNG ersetzt werden könnten. [3]

Im EU-Projekt REDUBAR wurden nichttechnische Hemmnisse zur Nutzung von Biogas und Biomethan für die Heizung, Kühlung und Erzeugung elektrischer Energie untersucht und Vorschläge zu ihrer Überwindung unterbreitet.

Im Vortrag werden die analysierten Hemmnisse dargelegt, Wege zu ihrer Beseitigung aufgezeigt und Arbeitsinstrumente vorgestellt, darunter eine Software zur Datenspeicher basierten Kalkulation von Biomethan- und Bio-SNG-Projekten.

Eine wesentliche Erkenntnis war die Notwendigkeit zum Aufbau vernetzter nationaler Plattformen zur Organisation der aufstrebenden Branche für Lobbyarbeit, als Schaltstelle für Informationen und Öffentlichkeitsarbeit sowie als Motor für Innovationen. Die Projektpartner FEE und BBK gründeten daher 2008 gemeinsam das Biomethan-Kuratorium (BMK). Dessen Ziele und Wirken werden dargestellt. Im Vortrag wird ein Überblick über den erreichten Stand der Markteinführung der Biomethantechnologien in Deutschland und Europa gegeben.

Summary

In an unprecedented appeal to the G8 Energy Ministers at their meeting 24./25.05.2009 at Rome, Italy, the Executive Secretary of the IEA International Energy Agency called for immediate and appropriate measures to counterbalance the effects of the global financial crisis. He demanded to invest substantially more in renewable energy sources (RES), energy efficiency (EE) and decarbonisation. Otherwise a long-lasting energy crisis could menace already by 2012 /2013 with far-reaching consequences for energy security and climate protection. The crisis could even lead to energy poverty. [1]

The 16th European Biomass Conference “From Research to Industry and Markets” (02 – 06 June 2008, Valencia, Spain) approved that biomass is becoming a scarce commodity and urged decision-makers from politics, industry, transport, agriculture and forestry to increase energy, decrease energy and augment substantially the energy efficiency of use of biomass in cascades from cultivation to polygeneration. Biomass is the only renewable carbon and energy carrier made by human beings. [2]

Biogas produced by digestion from biological secondary raw materials and industrial crops would offer just these properties in its combustion in combined heat and power (CHP) plants to generate electricity and heat, and convert the heat into cold. But because of the location of the plant sites far away from heat sinks about half of its chemically bound energy is wasted.

Just in this regard biomethane and in future bio-SNG are commodities with outstanding properties. As a natural gas substitute biomethane can be injected into the natural gas grid, used as automotive fuel or as a secondary renewable energy carrier utilised in high temperature industrial processes with high efficiency far away from the producing plants. Resulting from a study, several research institutes summarized that given well-defined conditions theoretically and under ideal assumptions all natural gas imported by the European Union might be substituted by biomethane and bio-SNG. [3]

In the EU-Project REDUBAR non-technical barriers and obstacles for the use of biogas and biomethane for heating, cooling and the generation of electrical energy were investigated and proposals to surmount them given.

The paper shows analysed barriers and obstacles, methods to remove them and informs about a data-based software tool for calculation of biomethane and bio-SNG projects.

One of the main conclusions was the necessity to establish interlinked national platforms to organise the rising branch for lobbying, as a switch for information and public relations and as a prime mover for innovations. Therefore, the project partners FEE and BBK jointly founded in 2008

the BioMethane- Board (BMK). Its aims and activities will be presented. The paper gives an overview on the state-of-the-art of market penetration of the biomethane technologies in Germany and Europe and hints to needs for research & development.

1. Potential of Biomass

The distinguished role dedicated to biomass and bioenergy raises the question to its sustainable availability and potential.

WBGU Scientific Council of Federal Government Global Environmental Changes of Germany estimates the global sustainable potential of bioenergy as about 104 EJ per year. This represents about 20 % of the global primary energy need of about 510 EJ per year. In 2006 about 51 EJ bioenergy were generated mainly by traditional production. To keep a global view in mind it seems to be important, as already now 26 EU–Member States are net importers of energy. The only exception is Denmark. From a European point of view the environmentally compatible primary energy potential will increase from 69 million tonnes of oil equivalent (MtOE) in 2003 to 195 MtOE in 2010 to estimated 295 MtOE in 2030. [4]

What biomass production for bioenergy is concerned, the strongest limiting factors are arable land and water. Although for example in Germany where industrial crops (a main source for substrates of the more than 4,000 biogas plants and for various biofuels) on arable land had in 2008 already reached as much as 2 million hectares of in total about 12 million hectares arable land this amount is estimated to be increased up to about 4 million hectares. [5] Coincidentally, biowaste, including agricultural waste, like manure and dung, biodegradable household and municipal waste, is regarded by almost all sources as major biomass for bioenergy production.

As far as the future of bio-SNG production is concerned at the first glimpse wooden biomass seems to be abundantly available. One of the main sources of biomass is a total of 177 million hectares of forest and other woodland in EU-27 that in average is far from being exploited. Nevertheless, at least regarding Germany there are in some regions first signs of scarcity of waste wood, residues from industrial wood production and even forest energy wood, showing locally even an increasing pressure to violate the principle of sustainable felling for short term profits. As yet in about 2015 first bio-SNG and Biomass-to-Liquid plants will be marketable it is estimated for Germany that all the wooden biomass might be used and these plants might be supplied only by redistribution in harsh competition for feedstock. [6, 7] Short rotation coppices and agrarian wood systems are just at the beginning of their use, mid 2009 with about 1,300 hectares cultivated. In a recent study the German Bioenergy Research Centre (DBFZ) calculates with an increase of overall technical potential of energy carriers for bio-SNG from 1,074 PJ (2006) to 1,524 PJ (2020), given the actual framework conditions. [8]

Estimating a conversion ratio of 95 % for biogas on base of the biogas potential and 65 % for bio-SNG on base of lignocellulosic fuels DBFZ came to the conclusion that from 2006 with 24.1 billion m³ i.n. biomethane in natural gas quality the potential might be expanded up to 34.4 billion m³ i.n. biomethane.

That means industrial crops offer the lions share of potential and should be expanded by strategic targeted measures.

2. More efficient use of biomass

Energetic use of biogas on site of the location of the digesting plants is to be preferred in the case of local need of the heat. As for obvious reasons the plants are located far away from heat or cold consumers combustion of biogas in engines only for power generation means energetic losses and waste of valuable biomass, money and even damages climate. As the electrical efficiency of the conversion process in gas engines is about 34 – 40 % [9] in relation to the energetic content of the

biogas (mainly 50 to 70 % CH₄) and for heating the digesting tanks only about one third of the remaining energetic content is used with every biogas plant of that deficiency 40 to 45 % of the energy of the produced biogas will get lost by the unused exhaust gases. This substantial waste of energy is shown by the situation in Austria, where about 350 plants in operation have a degree of thermal efficiency of > 40 % amount only to 5 %. The overwhelming majority of 34 % use 0% to 10 % of their heat, 27 % from 11% to 20 %, 19 % from 21% to 30 % and 9 % from 31% to 40 %. [10] Given, for example, the high amount of > 4,000 biogas plants in Germany this means a substantial waste of energy.

Biomethane and in future bio-SNG have the making to contribute to solve major aims of the EU not only in energy security and climate mitigation but also in self-reliance on its indigenous availability, regional economic development and reshaping the agricultural sector. Many factors show that they deserve to be endowed with an own strategic role. To mention only two illustrative reasons: A study for the German Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe [Agency for Renewable Resources] came to the conclusion that the best performing fuel is biomethane, given equal conditions the car-driving distance with the energetic plant yield from one hectare is 67,800 km, in comparison to BtL (64,000 km), pure plant oil and biodiesel (both 23,300 km), bioethanol (22,400 km). [11]

In remarkable difference to power-bound on-site biogas combustion, injection of upgraded biogas into the grid could result to a utilisation of the energy content of even higher than 90 %. According to ILK Institut für Luft- und Kältetechnik gGmbH in his study for REDUBAR only 10 % of the supply of electricity and 7.5 % of heat is generated by CHP. On the other hand, more than 14 % of the electrical energy (5.8 % of the primary energy demand) is required for refrigeration with increasing tendency. The appliance of waste heat fired refrigeration facilitated by injection and direct use at the consumer's site might rise hours of operation, the economical efficiency of CHP and lower emissions. Valuable from an energetic point of view heat driven cooling applications might be production purposes (4°C - 20°C), cold storage (0°C – 10°C) and even freezing storage (-20°C – 0°C). [12]

3. Major barriers and obstacles

The state-of-the-art of biomethanation, the use of biomethane, gasification for bio-SNG, even of simple biogas generation and the knowledge about it within the EU, between all Member States and within the participating in the project partner countries were extremely different. The situation is developing with unbalanced velocities.

Since 2005 in the Intelligent Energy Europe-Project REDUBAR, a group of 15 partners from 8 Member States of the European Union has investigated non-technical barriers and obstacles to reduce them in favour of the use of biogas for heating, cooling and power generation. REDUBAR group identified and classified as the eight highest non-technical barriers:

1. Lack of a biomethane strategy at all levels
2. Missing priority to access of biomethane to the natural gas grid
3. Widespread prevailing insecurity for investment and profit making
4. Existing adverse legislation, technical rules and standards
5. Low level of knowledge and information of most of the target groups
6. Clash of different ownerships, restrain of farmers for long-term supply contracts
7. Reluctance of banks for crediting real economy, enterprises and projects
8. Competitive uncertainties concerning priorities in application as injected biomethane versus direct use as automotive fuel

Less influential obstacles exist in a large variety and amount, most of them are not valid for all Member States, but, nevertheless, should be removed. To mention only some examples:

- most German grid owners accept for measuring of biomethane quality at the injection point expensive gas-chromatographs, only, that are able to measure every 15 minutes,
- too bureaucratic permission rules applied by the authorities in almost all countries,
- in the Netherlands biogas is subsidised, but biomethane is not, leading to distortion,
- the still rather low amount of types of cars with permission to use natural gas or biomethane,
- in Poland several legal rules are contradictive with regard to biomethane,
- in Germany the Federal Government adopted a very narrow definition of the term “plant”, jeopardizing investors who had already built their plants,
- in most countries a regulatory agency with arbitrary rights for regulating disputes without involving courts of justice does not exist.

Some countries have a limited overview on what is really going on in this virgin market segment, the very first biomethane registers are being established just now needed for planning, reporting and taking the right measures.

4. Principal conclusions

Right from beginning the consortium strived to put emphasis not only on finding out barriers and obstacles hindering application of biogas and biomethane but to find solutions for the challenges. The main proposals of REDUBAR-Project with relevance for the EU and most of the Member States (MS) are

- draft and implement a comprehensive strategy at both levels, EU and MS, supported by a programme of actions and financing, considering the strategic outstanding priority and energetic efficiency of biomethane in all further considerations and deliverables,
- grant priority to biomethane for injection into the grid,
- guarantee equal financial conditions at least to the same amount and duration as for natural gas. That might be done by different means, such as remuneration on base of kilowatt hours electricity produced finally, or cubic meters sold, or tax exemption, or payment for green certificates or a combination of several tools with or without targeted bonuses to promote strategic objectives, but in any case reliable and long-lasting to allow planning of refunding,
- elevate efficiency of energy conversion, f.i. by granting a bonus for CHP or even better CHPR,
- create conditions to make profit,
- mobilise biowaste as an important and so far often neglected source,
- check the possibilities for establishing a separate biomethane and bio-SNG platform like the REDUBAR stimulated BioMethane-Board on EU and / or national MS levels as a platform for organising the branch, lobbying in favour of biomethanation, pushing research, development and innovation and boosting an information campaign,
- keep in mind the advantages of the these technologies for regional development in times of globalisation,
- organise an EU-wide information campaign on biomethane,
- promote research, among others on the topics of realistic potentials, relation of climate protection and biomass, of bio-SNG, best strategic solutions in multiple interrelated, often contradictory matters with deep and immense repercussions,
- prepare early measures to avoid failures,

- take immediate actions for mobilizing financial investments, among them providing reliable securities for private investments, co-financing them and redistribute f.i. regional, technology and social funds,
- further profound investigations into objective, easy to handle decision tools to “compare the difficult to compare technologies” in a substitution effect analysis, f.i. by balances, scopes, nutrients, minerals, rare materials, consumption of soil and water and so on, of course together with usual benchmarks as energetic, economical, social factors and the ecological footprint,
- make use of REDUBAR conclusions and recommendations for just started biogas and biomethane strategies (biomass action plans. Poland, UK),
- avoid long-lasting subsidies, because they might change for new political circumstances and do not provide investment security inevitable for the success.

6. Software

FEE and the partner Rickert EDV Fachhandel elaborated a much more comprehensive software tool as originally planned. The tool should be limited only to quantifying the influence of existing financial regulations on the feasibility of a biogas project. It was expanded to biomethane and bio-SNG projects and for practical application for different users. Moreover, in favour of further aims and deliverables of the project and mainly for the real needs of application in practice by industrial users, project developers and evaluators as well as decision-makers, FEE decided to use a data-base version supported with output of the results to EXCEL.

The tool consists now not only as demanded of a module “Finance”, but also of the modules “Plants” and “Process engineering”. Moreover, all of them are databased. Additionally, a text analyser is integrated. They can be used independently or in correspondence with each other. The database is tolerant against information gaps as far as the gaps do not affect the called function. Some internal checks assist the user to avoid malfunctions of this kind. Separate databanks “Financial service providers”, “Financial models”, “Investment projects” (in variants) and summaries of “Costs of media” and “Overall costs and revenues” were added to “Finance”. The export of “Finance” to Excel may include all datasheets of a project.

The additional address database has been completed by a file „Finance services provider“ aimed to hold the different programs and conditions for financing relevant projects. Links to the respective web sites of the programs may be added to the addresses.

The module „Finance“ provides a detailed consideration of the different positions for expenses and revenues. Each position (except “Interests”) can be provided with an individual rate of an annual increase. The positions of investment sources can be assigned to up to three groups. In case of subsidies, the sign of a group can be changed. A special treatment is used to the group of sources with marked box “Minus”. Only immediately available sources will be considered as a contribution to the financing of the investment (marked by “Maturity” = 0). Later payments will be considered (and calculated) as a reduction of the annual capital costs (“Maturity” > 0). The module “Finance” serves to keep the information of any type of project financing considered. Before the calculation starts the coincidence of the total investment and the considered financial sources will be checked. Any difference above 0.5 € will be displayed.

The “Plant”-database might be expanded optional with the levels “Systems” and “Components”. Several processes may be assigned to one plant. The pages of the form “Plants” show the different stages of the technological chain. They indicate also the expenses and revenues of each stage so far the respective datasets of “Agents” have an entry for the price. The module “Process engineering” comprehends the main technical and economic data of plants. Depending on the completeness, the flow of materials / agents may be shown for the whole plant and for partial processes too. The

expected expenses and revenues will be calculated and shown correspondingly. The systems “Conditioning” (of all input, like fuel, substrates, agents and other media), and “Local application”, “Media”, “Forms of energy”, Injection” and a simplified “Sankey-Diagram” make “Process engineering” to a rather comfortable tool for various users according to their individual needs.

The user language can be switched between English and further languages, now exemplary shown for German. The extension to further languages had been prepared. It is easy to be done for every partner using a different language simply by translating the English terms in the masks into its national language and thus prepare the free utilisation by native speakers.

The use of input data for plants and financing as elements of a database allows a clearly arranged access to all kinds of data. The evaluation table will be generated on user’s request and can be exported to an Excel workbook, too.

The software tool contains now two real datasets from plant projects. Of course, results might be shown in graphic diagrams. The availability of updates will be checked via Internet after each start of the program. The download of the update will be executed if the user agrees.

Because of the commercial character of the basic program the access to the different specific modules is controlled by special files for each user.

Full versions of the software tool are commercially available.

7. BioMethane-Board

The main objective of REDUBAR was to remove or decrease barriers and obstacles for the implementation of biomethane. They were also found in the instable or weak cooperation along the utilisation chain at all levels of stakeholders (poor knowledge with the actors, deficiencies in legislative, technical rules and administrative structures, hesitating investors and further concerned parties). Obviously, organising the target groups for collaboration and finding common points of view became ever more necessary, also with regard to joint activities in public and for concerted actions to achieve a favourable attitude of governmental and elected legislative bodies to strategic issues of implementing biomethane in the market.

Therefore, FEE, as a national innovation network among others for dissemination of innovations, and its socio BBK Bundesverband Biogene und Regenerative Kraft- und Treibstoffe e.V., as a national lobby organization, founded on May 21, 2008 the BMK for membership of actors along the biomethane added-value chain. BMK defined as its aims:

- Establish an organisation with all interested in biomethane and bio-SNG partners, ready to active participation and co-financing
- Contribute to elaborate biomethane and bio-SNG strategies
- Act in favour of the binding targets of the European Council and the German government as the minimum
- Lobby for biomethane, bio-SNG, conversion of biogases in combined power and heat-to-cold conversion
- Facilitate public-private research & development and technology transfer for digestion, thermal gasification, methanation
- Establish one or more trading places for biomethane

8. State-of-the-art in Germany and Europe

Objective market chances depend very much on the creation of favourable conditions. In the case of vehicle fuel the EU biofuel directive is a certain stimulus, but a strategy dedicated directly to biomethane still is missing in the EU. Only Germany has set indicative targets so far. In order to

decrease import dependence and impulse climate protection natural gas for CHP and as vehicle fuel the Federal Government stipulated in its Integrated Program for Climate Protection and Energy that by 2020 6 % (= 6 Mrd. m³ i.N.) and by 2030 10 % (= 10 Mrd. m³ i.N.) of the natural gas should be substituted by biomethane. Biomethane may be counted for the biofuel quota and will be exempted from mineral oil taxes until 2015. [13]

Yet the velocity of putting plants into operation at the moment is by far too low to hit the target. Since 2007, in total 17 plants have been commissioned by July 2009, the end of REDUBAR project, but about 120 plants of about 500 m³ i.n. per hour biomethane upgrading plants ought to be built every year until 2010. Also the results within Europe are still meagre, about 80 plants are in operation, 76 of which within the EU, led by Sweden with 34 fuel plants. Besides the above mentioned units in Germany, there have been commissioned so far biomethane plants in the Netherlands (15, sewage gas), 4 in Austria (2 for injection, 2 for fuel), 3 in Belgium and one each in Iceland, Luxemburg and the UK, rounded up by 4 plants in Switzerland (fuel). [14]

In the project FEE initiated the elaboration of an approved German overview on biomethane plants in operation, under construction, in planning and engineering stage and given-up projects, crosschecked by exchange of data with plant operators and project developers, the German representative to IEA task 47 "Biogas and Landfilling" and the "Biogaspartnerschaft" [biogas partnership] of mainly governmental-owned dena Deutsche Energie-Agentur GmbH, and keep it regularly up to date.

The technology for the basic biochemical process to biogas is state-of-the-art, for the thermochemical conversion not yet. But the first results of a 1-MW_{fuel}-pilot and demonstration plant as a joint EU-project with major Swiss participation (Paul Scherer Institut) at Güssing, Austria, are promising. The plant was commissioned in December 2008. First transport fuel was supplied to a filling station in 2009.

The planning and engineering process for building a production plant and additionally a research and development platform based on a second technology (AER Absorption Enhanced Reforming) is ongoing in Germany.

Industrial operation of bio-SNG plants might be expected by about 2015.

In 2009 in Germany for the first time one of the most important advantages of biogas was proved by ENERTRAG in a hybrid RES power plant, consisting of several wind energy parks, photovoltaic plant project and a biogas plant for 100 % regional supply of electricity for a rural region relying completely on renewable energy sources.

Although biogas and biomethane have got numerous advantages it has been so far underestimated. Biomethane offers all features needed as a base for an own strategy within the EU and every Member State.

Sources

[1] Tanaka, N.: The Impact of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investments. And: Energy and Climate Policy. Both presentations at the G8 Energy Ministerial Meeting, 24 – 25 May 2009, Rome, Italy

[2] Schmid, J.: Final conclusions of the Scientific Board. Proceedings of the 16th European Biomass Conference – From Research to Industry and Markets, 2 – 6 June 2008, Valencia, Spain

[3] Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie. Eine Studie im Auftrag der deutschen Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen [Possibilities of a European Strategy for Injection of Biogas. Part I: Potenziale [Potentials] by Thraen, D., Seiffert, M., Müller-Langer, F.,

Plättner, A., Vogel, A. of Institut für Energetik und Umwelt. Part II: Ökologische und sozialökonomische Analyse [Ecological and socioeconomic analysis] by Fritsche, U., Hünecke, K., Schmidt, K. of Öko-Institut. A Study ordered by the Fraction Alliance 90 / The Greens of German Bundestag] from January 2007.

[4] Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen: Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung [Scientific Council of the Federal Government Global Environmental Changes: Changing World: Sustainable Bioenergy and Sustainable Land Use]. Working paper. State of 12-12-2008, Berlin, Germany, 2009

[5] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Anbau nachwachsender Rohstoffe in Deutschland. Anbaufläche von 1997 bis 2008 [Cultivation of industrial crops in Germany. Cultivated land from 1997 to 2008]. See Vetter, A.: Statusbericht zur Energiepflanzenproduktion [Status report on production of energy plants]. 3rd BtL-Congress of FNR, 15 – 16 October 2008, Berlin

[6] Mantau, U.: Holz – Potenzial und Verfügbarkeit [Wood – Potential and Availability]. 3rd BtL-Congress of FNR, 15 – 16 October 2008, Berlin

[7] Murach, D. et al: DENDROM – Future Raw Material Dendromass. Final report on the project DENDROM of German Federal Ministry of Education and Research, 2008

[8] Thrän, D. et al: Erdgassubstitute aus Biomasse für mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem [Substitutes of Natural Gas from Biomass in the Future Energy System]. Study of Deutsches BiomasseForschungszentrum [German Biomass Research Centre] for FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe [Agency for Renewable Resources], 2009, Leipzig

[9] Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung [Manual Production and Utilisation of Biogas], Study of Institut für Energetik und Umwelt gGmbH [Institute for Energetics and Environment non-Profit company], Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft [Federal Research Authority for Agriculture] and Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. [Board for Technology and Building in Agriculture] for FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe [Agency for Renewable Resources], 2005, Gülzow

[10] Braun, R.: Short Report to IEA Task 37 „Energy from Biogas and Landfill Gas”. Meeting April 27, 2009, Jyväskylä, Finland

[11] Schütte, A.: Stand der Entwicklung bei Biomass-to-Liquid (BtL)-Verfahren [State-of-the-art of Biomass-to-Liquid (BtL)-Technologies]. 3rd BtL-Congress of FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe [Agency for Renewable Resources], 15 – 16 October 2008, Berlin

[12] Albring, P.: Economic, energetic and ecological efficiency of the combined power, heat and cold generation (CHPR). Short study of ILK Institut für Luft- und Kältetechnik gGmbH [Institute of Air Handling and Refrigeration Non-profit Company] for FEE Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. in the EU-Project REDUBAR

[13] German Federal Government: Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm [Cornerstones for an Integrated Energy and Climate Program, 23 to 24 August 2007, Meseberg

[14] Summary conducted by FEE of the Country Reports to the IEA Task 37 „Energy from Biogas and Landfill Gas”. Meeting April 27, 2009, Jyväskylä, Finland.

<http://www.iea-biogas.net/publicationsreports.htm>. Last visit 21-09-2009

Columbian-German Entrepreneurial and Scientific Cooperation (Deutsch-Kolumbianische Zusammenarbeit zwischen Unternehmen und wissenschaftlichen Einrichtungen)

Eberhard Oettel

Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (FEE)

(Society for the Promotion of Renewable Energy)

Innovationspark Wuhlheide, Köpenicker Str. 32, D-12555 Berlin

T. +49-(0)30-65 76 27 06, F. +49-(0)30-65 76 27 08, info@fee-ev.de, www.fee-ev.de

Schlüsselwörter: Erneuerbare Energien, Biokraftstoffe

Zusammenfassung

Strategische Ziele und Stärken sowie Bedürfnisse der deutschen und kolumbianischen Seite sind für eine langfristige und beiderseits vorteilhafte Zusammenarbeit auf den Gebieten erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Biodiversität und Biokraftstoffe passfähig:

Kolumbien als ein an fossilen Primärenergieträgern relativ reiches Land, will diese in der Bereitstellung von Elektrizität, Wärme (Kälte) und Kraftstoffen für den Export freisetzen, statt dessen seine großen Ressourcen an erneuerbaren Energiequellen nutzen [1] und die Exporteinnahmen für die selbstbestimmte technologische Entwicklung einsetzen. Trotz des für ein Entwicklungsland relativ hohen technisch-technologischen Niveaus ist eine eigenständige Industrie der erneuerbaren Energien kaum vorhanden. In der energienahen Wissenschaft bestehen auf zahlreichen Gebieten günstige Ansatzpunkte (u.a. Biotechnologie, urbane Landwirtschaft) [2, 3].

Mittelständische deutsche Unternehmen und Forschungseinrichtungen verfügen über genau dafür erforderliche Technologien, das ingenieurtechnische Know-how ihrer Anwendungen und müssen sich gerade in diesem Marktsegment zunehmend um Auslandsmärkte bemühen. Sich ergänzende gemeinsame Forschung und Entwicklung zur Anpassung dieser Hochtechnologielösungen an kolumbianische Verhältnisse und für die Entwicklung neuer Erkenntnisse und Anwendungen sind möglich. Durch die zunehmende Kooperation lateinamerikanischer Staaten wachsen die Chancen der Bearbeitung dieses Marktes zusammen mit kolumbianischen Partnern.

Die FEE Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. als bundesweites Innovationsnetzwerk von Unternehmen, Forschungseinrichtungen und Experten hat seit 2005 ein tragfähiges Beziehungsgeflecht zu marktrelevanten Partnern in Kolumbien aufgebaut, das durch deutsche Partner der Branchen erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Biokraftstoffe auf vielfältige Art genutzt werden kann. Die FEE ist in zwei durch den kolumbianischen Wissenschaftsrat anerkannte Exzellenzzentren integriert. Von starken Unternehmen und Vereinigungen liegen schriftliche Interessenbekundungen vor und wurden erprobt. In ersten gemeinsamen Projekten wurde Vertrauen geschaffen, Kompetenz unter Beweis gestellt und eine verlässliche Basis für den Ausbau unternehmerischer Geschäftsbeziehungen auf dem kolumbianischen, in Teilgebieten auch lateinamerikanischen Markt, und für bilaterale Forschung und Entwicklung geschaffen.

Im Vortrag werden dazu Einzelheiten dargelegt und Perspektiven erläutert.

Summary

German and Colombian strategic objectives, strengths and needs suit for a long-lasting cooperation of mutual advantage in the fields of renewable energy resources (RES), energy efficiency, biodiversity, biofuels:

Colombia as a country rich of fossil primary energy carriers strives to substitute them by its abundant RES for the supply of electricity, heat (cold) and fuels [1], set them free for exporting to gain financial revenues for a self-determined technological development. Despite of its for a developing country relatively high technological level an indigenous industry of renewable energy hardly does not exist. Favourable interfaces in many regard prevail too in the energy related science, among others in biotechnology and the brand-new branch of urban agriculture [2, 3].

German middle-class enterprises and scientific institutes dispose of exactly suitable necessary technologies, engineering know-how of their application and are increasingly obliged to look for foreign markets just in this segment. Joint research, development and implementation, including adapting high technologies to Colombian conditions is welcome to develop advanced knowledge and new applications. By growing cooperation of Latin American countries the chances for joint venturing with Colombian partners in the this market increase.

FEE Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (Society for the Promotion of Renewable Energy) as a national network for innovations of enterprises, research institutes and experts has established a strong plexus to market relevant partners in Colombia since 2005, ready for manifold use by German partners in the branches of RES, energy efficiency and biofuels. FEE had been integrated into two Centres of Excellence recognized by the Colombian Research Council COLCIENCIAS. Powerful enterprises and associations signed official Letters of Interest. In first joint projects confidence was created, expertise proved and a reliable basement founded for entrepreneurial business relations on the Colombian, partially even on the Latin American market, as well as for bilateral research & development.

The paper will present more details of achievements, chances and future perspectives.

Technology transfer and preservation of biodiversity were defined as important measures of joint international efforts against climate change by the International Panel on Climate Change, the Stern-Review [4] and recent intergovernmental discussions to prepare the next phase of a global agreement.

This paper at two targets, to report on already realised first joint Colombian-German measures and open a perspective sight on further common activities aimed at long-term strategic scientific, industrial, technological cooperation with a strong focus on bioenergy and biofuels, the effective use of biomass, biotechnology, biocommerce, certification and the substitution of edible plants by non-food plants for the energetic use.

Starting with a bilateral public private partnership project realized in the years 2005 to 2007 to investigate the technical feasibility for generating electrical energy from about 150,000 annual metric tons of waste of the banana agriculture in the Colombian region of Urabá the Colombian-German project group expanded their fields of cooperation to research, development and technology transfer in energy efficiency, application of renewable energy and biofuels.

After having studied mutually the prevailing real conditions in urban and rural areas in Colombia and the application of novel technologies for energy efficiency, our Colombian partners gained an insight into the German renewable energy and biofuel industry and production, established along the whole chain of added-value generation. On this basis first joint measures for scientific, technical cooperation and technology transfer were drafted along five independent but interrelates lines:

- first, with the powerful utility, Empresas Publicas de Medellín (epm), in its Centre for Investigation and Innovation for Energy (CIIEN), the first of its kind in Colombia,
- second, with Universidad de Antioquia in its Centre of Excellence BioInTropic,

- third, with CIDET Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico Sector Eléctrico Colombiano, the association of all national utilities and important international companies active in the this industrial branch in Colombia,
- fourth, several companies of the private sector and two technology centres, and
- fifth, some governmental entities responsible for tasks in economy as IPSE Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas en Zonas No-Interconectadas del Ministerio de Minas y Energía y most recently also SENA Servicio Nacional de de Aprendizaje (nacional organisation for vocational capacity building).

The powerful utility, **Empresas Publicas de Medellín (epm)**, accepted the jointly with FEE elaborated proposal to prepare the establishment of a **Center for Investigation and Innovation for Energy (CIEN)**. Its main aims are not only research and development, but also demonstration and capacitation dedicated to energy efficiency, renewable energy and biofuel, to facilitate national production of technology.

For the first time ever in Colombia, on initiative of FEE the utility epm agreed on contractual involvement of four regional scientific institutions (the private ITM Instituto Tecnológico Metropolitano, the universities UdA Universidad de Antioquia, Universidad Nacional y Universidad Pontífica Bolivariana) as well as international cooperative partners among them FEE Fördergesellschaft Erneuerbare Energien. The value of FEE for epm consists in getting reliable relations to a German national network of innovative companies, scientific institutes and experts as well as the federal working groups on “Gasification of Biomass” (since 1994), “Biogases – Fuel Cells” (since 2001), “Energy Efficiency in Buildings and Settlements” (since 2007), “BioMethane-Board” (jointly with BBK Bundesverband biogene und regenerative Kraft- und Treibstoffe e.V. since 2008) and “Innovations in Solar Technology” (since 2008). The agreed on aims of epm and FEE for the CIEN are to organise technology transfer, adaptation of under European conditions proved high technology to conditions prevailing in Colombia and collaboration with small and medium sized companies.

The CIEN entered already into the planning phase. The first projects started, putting emphasis among others to biodiversity and cultivation of non-food plant species for the production of biofuel. In this particular field on German side a support group of companies was formed consisting of a laboratory for specialised on plant oils and biofuels, an experienced research centre for use of liquids and gases of biological origin in stationary and mobile engines, a company for adapting engines to biofuels and engineers for planning and erecting pilot and production plants.

Moreover, in a nationwide competition of the National Science Council COLCIENCIAS both epm with its CIEN and the **University of Antioquia with its BioInTropic** became two of the five winners for the distinction and support as Centres of Excellence. In both applications FEE and its networks were accepted as a foreign cooperative partner.

In BioInTropic, a centre of excellency in biodiversity and biotechnology. Colombian researchers achieved already outstanding results in biotechnology, f.i.in enhancing the growth of plants and algae in nutrient solvents, pathing the way to the brand new branch of urban agriculture. One of the international partners is FEE in the field of bioenergy.

The collaboration with **CIDET** opens the door for a vast variety of joint commercial entrepreneurial and investigative activities. CIDET is with regard to FEE especially interested in

- on-site generation
- integration of renewable energy into grid

- regulatory framework for renewable energy
- renewable energy for non-interconnected areas
- energy efficiency (EE) and rational use of energy (RUE)
- interaction between EE-RUE-RES and identification of further common issues like bioelectricity – biofuel – biodiversity – certification

In direct relations with **industrial and agricultural entrepreneurs** on proposal of FEE the first plantations for testing German rapeseed under Colombian highland conditions and growing indigenous oil plant seeds were set up, among them for *Jatropha gurca*. [5]

Joint activities in transfer of renewable energy, among them in the fields of biodiversity, bioenergy and biofuels, open new paths of cooperation between countries of the European Union and Latin America to contribute to achieve millenium targets. They need and merit sustainable public support on German side for minimizing the risk of involved innovative small and medium-sized companies and scientific institutions and assist the for FEE alone unbearable financial efforts to continue its activities as a successful and recognized intermediary and commercially neutral partner.

At the end of the paper recommendations on different measures to be taken will be presented.

Sources

- [1] D. Loy, J. Gaube: Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen in 15 Entwicklungs- und Schwellenländern [Power Production from Renewable Energy Sources. Energy Related Considerations of Framework Conditions in 15 Developing and Threshold Countries]. Hg. GTZ Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, Eschborn 2002
- [2] L. Atahortua: Bioagricultura Urbana y Cambio Climatico. [Urban bioagriculture and Climate Change]. Information to FEE. Not published.
- [3] S. Correa, L. Atahortua: In Vitro Biomass and Oil Production of *Jatropha gurgas*. Poster presented to 17th European Biomass Conference “From Research to Industry and Markets”, June 29 to July 03, 2009, Hamburg (publication in preparation). Distinguished with the Poster Award
- [4] N. Stern: The Economics of Climate Change. The Stern Review. Cambridge University Press 2007
- [5] E. Oettel et al: Colombian German Cooperation in Bilateral Technology Transfer in the Fields of Bioenergy, Biofuels and Biodiversity, paper presented to the 17th European Biomass Conference “From Research to Industry and Markets”, June 29 to July 03, 2009, Hamburg (publication in preparation)

Technology Development and Research on Solar Cooling Systems

Anan Pongtornkulpanich^{1*} and Sukruedee Sukchai²

^{1,2} *Solar Thermal Research Division School of Renewable Energy Technology,
Naresuan University, Phitsanulok 65000, Thailand*

Tel: 055 963 188 Fax: 055 963 188 ^{1}Corresponding author: ananpo@nu.ac.th*

Abstract

In this paper, the history, technology paths and available application today of solar cooling system are presented. A few research works displaying the progress of solar cooling system is presented. One research work of improving the cycle performance of solar two-stage absorption cooling system by combining an ejector is achieved and presented. The theoretical investigation through computer simulation program to study the variation of ejector dimension, which is considered as ejector area ratio, on various parameters and overall system performance of two-stage cooling system combined with an ejector is performed. The simulation result shows the maximum value of overall system performance and various parameters is obtained at the optimum ejector area ratio. Although the solar ejector cooling system yields lower cycle performance than absorption cooling system, the ejector cooling system is attractive due to lower operating, installation cost and complexity of the system. The performance improvement of basic solar single-stage ejector cooling system is introduced for ongoing research work.

Key words: solar-driven cooling system / cycle performance / LiBr/H₂O solution / ejector

Introduction

Energy supply to refrigeration and air-conditioning systems constitutes a significant role in the world. The International Institute of Refrigeration (IIR) has estimated that approximately 15% of all electricity produced worldwide is used for refrigeration and air-conditioning processes of various kinds. According to the statistics survey by JARN and JRAIA [1], the demand for air conditioners worldwide has the fundamental tendency of steady increase. The global growth rate is about 17%. In many countries air conditioning is, however, one of the highest energy consuming services in buildings.

Being provided with a good electricity grid worldwide, people are, however, more likely to choose a vapour compression air-conditioning system which are generally based on electrically driven cooling machines to play a significant role on the market. However, this cooling system yields several disadvantages: they lead to high levels of primary energy consumption, cause high and expensive electricity peak loads and usually employ halogenated chlorofluorocarbons (CFCs) refrigerants with the stratospheric ozone layer depletion.

With two significant concerns of energy shortage in many regions and environmental aspects, especially after the energy crisis of the 1970's, solar energy as a renewable energy source has become a more clearly popular energy source. Research and development in the solar energy field has grown rapidly, along with research in solar cooling. Solar cooling systems have the advantage of using harmless working fluids such as water or solutions of certain salts; they are environmentally safe. Additionally, they can lead to huge energy savings in primary energy of between 40% and 60% in chilled water systems. This, in turn, also reduces the pressure on electricity grids, which can sometimes reach their capacity limit on hot days.

Solar Cooling Paths and Applications of Technology

The solar cooling system is generally composed of three sub-systems: the solar energy conversion system, refrigeration system, and the cooling load. The appropriate cycle in each

application depends on cooling demand, power, and the temperature levels of the refrigerated object, as well as the environment. A number of possible “paths” from solar energy to “cooling services” are shown in Figure 1. Starting from the inflow of solar energy there are obviously two significant paths to follow; solar thermal collectors to heat or PV cells to electricity. For solar thermal collectors, different collector types produce different temperature levels. This indicates that the temperature level can be matched to various cycle demands. For example, the Rankine cycle, requires a rather high driving temperature whereas the desiccant cycle manages at a lower temperature level of heat supply. The same type of temperature matching is important for the cold side of the solar cooling path, i.e in the cold object.

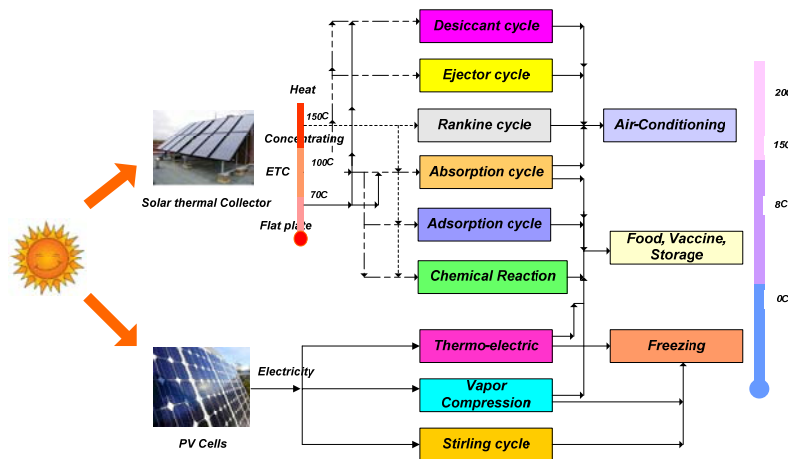


Figure1: Solar Cooling Paths

Table 1 illustrates an overview of some key characteristics for different system types. Thermally driven cycles dealt with are absorption, adsorption, chemical reaction, desiccant cooling, ejector and the Rankine refrigerating cycles. PV driven cycles are the Stirling, thermo-electric and vapour compression refrigeration cycles.

Table1: Existing Solar-Driven Refrigeration Technologies [1]

Refrigeration Cycle	Solar Technology		COP cycle	Available Applications Today		
	Thermal Collector (Tgen./ Tregen (°C))	PV Cells (Power for 30 L Cooling Box (W))		Refrigeration	A/C	Example Applications
Electricity/Work Driven Cycles						
Vapor Compression		✓ (16-40)	3-5	✓		HR, SR, CB
Thermoelectric		✓ (a few mW)	0.5	✓		VT, CB, CT
Stirling		✓ (8-50)	3	✓		CB, LT
Heat Driven Cycle						
Absorption	✓ (80-190)		0.6-0.8 Single stage	✓	✓	AC, IP
Adsorption	✓ (80-300)		0.3-0.8	✓		CB, IP, VS
Chemical Reaction	✓ (80-300)		0.1-0.2	✓		IP, VS, FS
Duplex Rankine	✓ (>120)		0.3-0.5		✓	AC
Desiccant Cooling	✓ (40-80)		0.5-1.5		✓	AC
Ejector	✓ (80-150)	147	0.3-0.8		✓	AC

Remark: AC: Air-Conditioning CB: Cooling Box, CT: Car, Transportation, FS: Food Storage, IP: Ice Production, HR: Household Refrigerator, LT: Low Temperature Applications, SR: Small Refrigerator VS: Vaccine Storage, VT: Vaccine Transportation

Most thermally-driven refrigeration systems, as shown in Table 1, are suggested for air-conditioning purposes. Only adsorption and chemical adsorption cycles are used for applications serving lower temperatures (below 0°C). The temperature of the driving heat source varies, depending on type of cycle and the refrigerants used in the cycle. Typically for the cycles, as shown in Table 1 is that, the efficiency of the electricity-driven refrigeration cycles are quite high but they require photovoltaic panels and batteries, which are expensive. In addition, the photovoltaic/thermoelectric have predominated in the application of small refrigerators for medical use in isolated area like vaccine conservation where high system cost is justified. Heat driven cycles on the other hand, are less efficient, but the thermal solar collectors may reach much higher conversion efficiencies than the PV's, even though the output is heat, not electricity.

From comparison among heat driven cycles, it is clear that the absorption cooling system with solar assisted yields higher COP of cooling machine than other thermal cooling systems. Solar absorption cooling systems, for example, especially with using LiBr/H₂O as working fluid, are also in the stage of production and commercial introduction. Larger cooling systems have been successfully put into operation but smaller systems for household use are still under development. Although a large potential market exists for this technology, existing solar cooling systems are not competitive with electricity-driven air conditioning systems because of their high investment costs leading to significant barrier to broad implementation.

In order to solve this problem, lowering the cost of components, especially for solar collector, and improving their performance could reduce the cost of solar cooling systems [2]. From this reason, however, the authors develop the research works in the area of solar thermal cooling system. Especially, two thermal cooling systems, absorption with using LiBr/H₂O as a working fluid and ejector cooling system have been developed in the current study. The significant characteristics of two mentioned cooling systems can be given. For a LiBr/H₂O absorption system, this conventional working fluid gives the best energy performance as compared to other working fluids with low temperature heat supply. This helps decrease solar collector cost due to low temperature solar collector selection. Water is simple refrigerant which its thermal property is precisely known and its system is easy to construct. For an ejector cooling system, the system gives low complexity, low operating and installation cost. Including, a low temperature heat source can be utilized. The following some previous research works in above-mentioned area of solar cooling are presented.

A few research works in area of solar thermal cooling system

A combined ejector-solar powered two-stage absorption cooling system

In order to lower the system cost of single-effect absorption cooling system, basic unit of absorption system, with driving from solar energy, a two-stage absorption cooling system which consists of two single-effect absorption system can be used instead of single-effect system. Compared to the single-effect system, the two-stage system can be applied with lower cost flat plate solar thermal collector that results in bringing down the overall system cost. The lower temperature heat supplying the generator of the system causes both instantaneously and daily solar collector efficiencies to increase. In contrast to the single-effect system, the two-stage system can work steadily even though solar input is unsteady. However, the system performance, in terms of Coefficient of Performance (COP), is lower than the performance of the single-effect system (COP~0.70) [2]. In this research work, performance improvement of two-stage absorption cooling system can be achieved by combining an ejector, a key component, at the absorber of the first stage cycle. The two-stage

system, as shown in Figure 2, consists of two sub-systems: an absorption heat transformer with an ejector combined between a generator-absorber loop for the first cycle and an absorption cooling cycle for the second cycle. Flat plate solar thermal collector or low grade heat source is utilized as the main energy supply to the generator and evaporator. The energy is also recovered at the first cycle to be high grade heat which is heat released at absorber. This heat or useful heating effect from the first cycle is directly utilized to the desorber and cooling effect is produced at the evaporator of the second cycle.

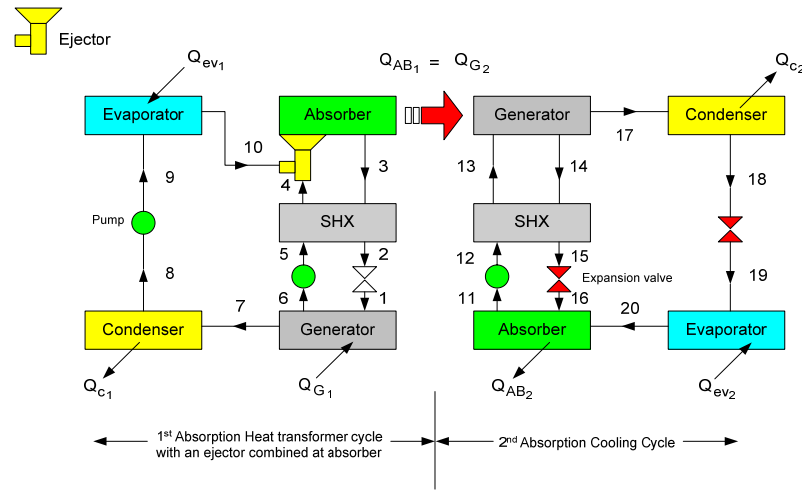


Figure 2 Schematic diagram of a LiBr/H₂O two-stage dual fluid absorption cooling system

In this study, the effective way to improve the absorption cycle performance is utilization of ejector. The advantages of applying ejector to the absorption cycle are lower installation cost, ease of maintenance, simple system configuration, no mechanical energy consumption and in general, a safer technology as compared to mechanical devices such as blower, compressor and pump. The ejector mainly consists of a nozzle, a mixing tube and a diffuser.

The influence of ejector dimension on performance evaluation of ejector-absorber cycle with using LiBr/H₂O as a working fluid was studied by Pongtornkulpanich et.al, 2002 [3]. Ejector dimension is considered as ejector area ratio which is a dimensionless parameter. Two area ratios of ejector, which one is defined as ratio of nozzle exit area to mixing tube area (A_{mn}) and another is ratio of mixing tube area to exit diffuser area (A_{md}), was studied. In addition, the compression ratio (ϵ), a dimensionless parameter, that is used for evaluating the cycle performance, is defined as the ratio of absorber pressure to evaporator pressure. The results indicated only ejector area ratio (A_{mn}) affects the compression ratio.

The computer simulation program of two-stage system with combining an ejector, based on heat and mass balances at any components and heat transfer equation, was created and employed to study the effect of variation of the ejector area ratio (A_{mn}) on compression ratio (ϵ), various parameters and overall system performance. The simulation program consists of three mathematical models which are absorption heat transformer (1st cycle), absorption cooling cycle (2nd cycle) and an ejector-absorber model, assumptions and assumed parameters. The following assumptions are applied in the program: the system is operating at steady-state conditions; density property of aqueous LiBr/H₂O solution at high temperature is determined from Lee et al 1990; properties of LiBr/H₂O solution such as enthalpy, pressure, refrigerant and solution temperature are obtained from the ASHRAE handbook; the inlet nozzle, piping and exit diffuser areas are the same. Table 2 shows the parameters which are the constant values for calculation in the simulation program.

Table 2: Parameters used in the simulation program

Parameters	Unit	Value
<i>1st and 2nd Cycles</i>		
1.Effectiveness of solution heat exchanger	-	0.80
2.Solution and refrigerant pump efficiency	-	0.95
3.LiBr mass fraction of strong solution	% by wt	59.4
4.LiBr mass fraction of weak solution	% by wt	64.0
5.High pressure side	kPa	104.1
6.Low pressure side	kPa	16.1
7.Mass flow rate of strong solution(cycle1)	kg / s	1.078
8.Mass flow rate of weak solution(cycle1)	kg / s	1.000
9.Mass flow rate of strong solution(cycle2)	kg / s	1.000
10.Mass flow rate of weak solution(cycle2)	kg / s	0.850
<i>Ejector dimension</i>		
1.Nozzle efficiency	-	0.90
2.Diffuser efficiency	-	0.90
3.Area ratio, A_{md}	-	0.771
A_{mn}	-	$0.00038 \leq A_{mn} \leq 1$
<i>Flat plate solar thermal collector</i>		
1.Productivity of heat removal factor, <u>transmittivity and absorptivity</u> , $F_R(\tau\alpha)$	-	0.82
2.Productivity of heat removal factor and heat loss coefficient, $F_R U_L$	W/m ² °C	6.0
3.Average inlet water temperature	°C	31
4.Solar radiation intensity	W/m ²	700-1300
5.Collector area	m ²	2.5
6.Mass flow rate of collector working fluid (water)	kg / s	0.3
7.Ambient temperature	°C	30

The influence of ejector area ratio, A_{mn} on compression ratio (ϵ) for solar radiation of 700 W/m² is shown in Figure 3. As increasing A_{mn} in range from 0.00038 to 0.605, ϵ increases. Increasing ϵ corresponds to increasing the absorber pressure of the 1st cycle. On the other hand, the varying A_{mn} in range from 0.605 to 1, ϵ decreases. The maximum ϵ is obtained to be 1.59 at the optimum A_{mn} of 0.605. It is observed that the value of ϵ will be more than 1 when the two-stage system is combined with the ejector. For varying A_{mn} in range from 0.00038 to 0.605, as shown in Figure 4, increasing ϵ cause the refrigerant and solution temperature of solution leaving from ejector to increase. With increasing solution temperature, enthalpy of solution leaving from ejector and entering absorber increases that results in increasing heat rejected from absorber and 1st cycle performance (COP₁). This result can be considered as Figure 5. Figure 6 shows the increase of mass flow rate of refrigerant vapor liberating from generator of 2nd cycle which results from increasing heat released from 1st cycle to utilize in 2nd cycle. Increasing the mass of refrigerant cause cooling capacity produced from evaporator to increase. In addition, as shown in Figure 7, the increase of cooling capacity results in increasing 2nd cycle performance (COP₂) and overall performance (Overall COP). These results are given to be opposite for varying A_{mn} in range from 0.605 to 1. Then, the maximum value of various parameters is given and listed as shown in Table 3. Figure 8 shows the cooling COP as a function of the compression ratio, ϵ . As ϵ increases, all cooling COPs increase linearly. In this study, the effect of varying solar radiation intensity on various parameters is investigated, as shown in Figure 9-10. From varying solar radiation intensity in range from 700 to 1300 W/m² under ejector area ratio, A_{mn} studied, the results show that with solar radiation intensity increases, ϵ increases. This result causes Overall COP to increase. For any solar radiation intensities, ϵ increases in range of A_{mn} varied from 0.00038 to 0.605 and decreases in range from 0.605 to 1 which give the same optimum A_{mn} to be 0.605. This result is given similarly in case of Overall COP. Then, the maximum Overall COPs obtained at the optimum A_{mn} are 0.448, 0.496, 0.513, 0.528, 0.540 and 0.551 for solar radiation intensities of 700, 900, 1,000, 1,100, 1,200 and 1,300 W/m², respectively.

Table3: Maximum value of various parameters obtained at the optimum A_{mn} for solar radiation of 700 W/m²

Parameter	Value
Compression ratio	1.59
Enthalpy of solution leaving from ejector (1 st cycle), kJ/kg	398.43
Heat rejected from absorber (1 st cycle), kW	61.06
1 st Cycle efficiency	0.642
Mass flow rate of refrigerant liberated from generator (2 nd Cycle), kg/s	0.0183
Useful cooling effect (2 nd cycle), kW	42.61
2 nd cycle efficiency	0.698
Overall COP	0.448

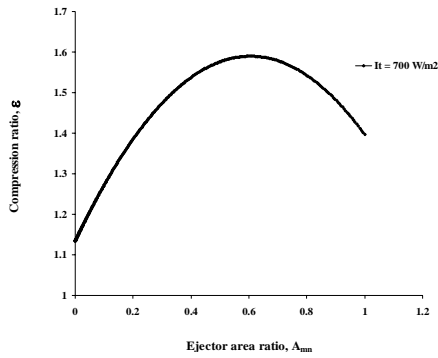


Figure 3: Effect of A_{mn} on the ϵ at 700 W/m^2

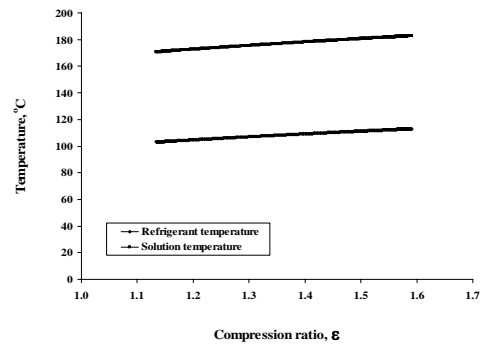


Figure 4: Effect of ϵ on RT and ST of solution leaving from ejector at 700 W/m^2

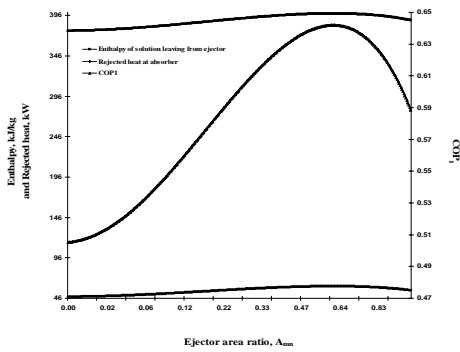


Figure 5: Effect of A_{mn} on various parameters for 1st cycle at 700 W/m^2

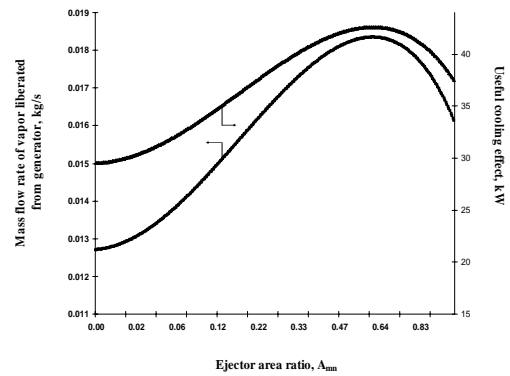


Figure 6: Effect of A_{mn} on various parameters for 2nd cycle at 700 W/m^2

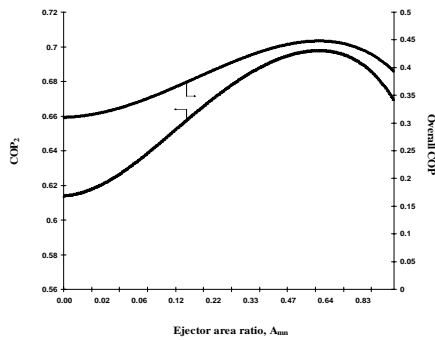


Figure 7: Effect of A_{mn} on COP_2 and Overall COP at 700 W/m^2

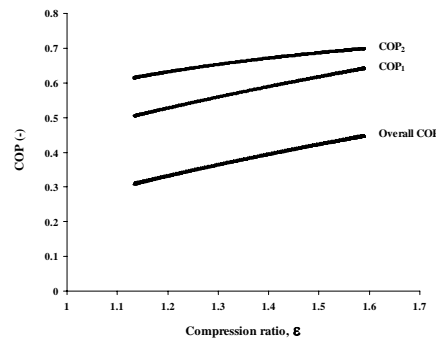


Figure 8: Effect of ϵ on COP_1 , COP_2 and Overall COP at 700 W/m^2

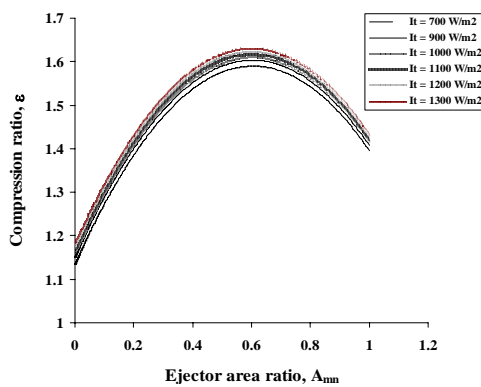


Figure 9: Effect of solar radiation intensity on ϵ at any A_{mn}

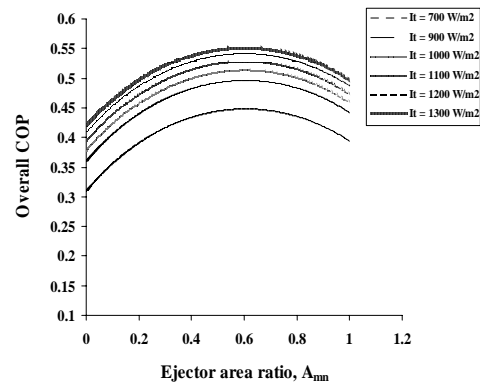


Figure 10: Effect of solar radiation intensity on Overall COP at any A_{mn}

Performance Improvement on Solar Ejector Cooling System

Due to low operating and installation cost, low complexity of the system, absence of moving parts and operating at lower temperature, solar single-stage ejector cooling system is an attractive solar cooling system. The basic solar single-stage ejector cooling system can be seen as shown in Figure 11. The system consists of two subsystems: solar collector subsystem and ejector cooling system. Although the system is quite simple, the variation of the working conditions resulting from the change of local climatic conditions: solar insolation and ambient temperature will be reasons for changing system performance. Another factor affecting the change in system performance is the type of selected working fluid. Many varieties of working fluids that can be used for ejector cooling fluids can be classified as wet and dry fluids. Ammonia, water, methanol, R22 and R142b are examples of “wet working fluids”. R113, R114, R141b and iso-butane are examples of dry working fluids. However, the selection of suitable working fluids should consider the factors of safety eg. explosion and toxicity. Non-CFC and non-HCFC refrigerants such as water, butane, ammonia, R152a, or R134a are all impressive working fluids and yield good performance.

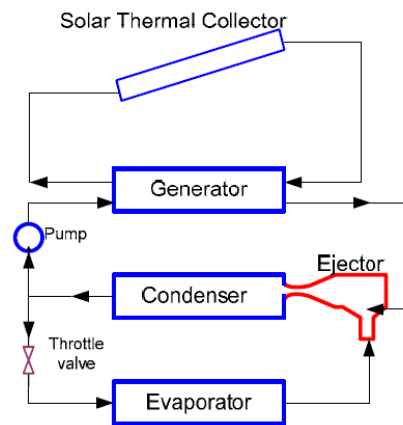


Figure 11 Solar single-stage ejector cooling system

Compared with absorption cooling system, the solar single-stage ejector cooling system yields lower cycle performance. In order to solve the problems of lower cycle performance and the change of working condition due to variation of local climatic condition, double-stage ejector cooling system with solar assisted has been proposed for ongoing research work which is supported by National Research Council of Thailand (NRCT). In this study, both experimental and theoretical research work will be done to compare the cycle performance among solar single, double-stage ejector systems and absorption cooling system. In addition, the optimum working condition of the system will be reported.

Reference

- [1] Pridasawas, W. and Lundqvist, P. (2003): Feasibility and Efficiency of Solar-driven Refrigeration Systems, 21st IIR International Congress of Refrigeration, August 17-22, Washington D.C., USA.
- [2] Li, Z.F. and Sumathy, K. (2000): Technology Development in the Solar Absorption Air-Conditioning System, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 4, 267-293.
- [3] Pongtornkulpanich A., Thepa, S. and Amornkitbamrung, M. (2002): Analysis of Ejector Dimension on Performance Evaluation of Ejector-Absorber Cycle with Using LiBr/H₂O as a Working Fluid, *Proceedings of the 1st International Conference on Village Power from Renewable Energy in Asia*, 1, 219-224.

Wind Power Plant Capabilities – Operate Wind Farms like Conventional Power Plants

K. Rohrig¹⁾, B. Lange¹⁾, A. Gesino¹⁾, M. Wolff¹⁾, R. Mackensen¹⁾, J. Dobschinski¹⁾, A. Wessel¹⁾, M. Braun¹⁾, C. Quintero¹⁾, J.-L. Mata²⁾, R. Pestana³⁾

Abstract-- Integration of wind energy demands that wind power should offer conventional power plant capabilities. However, in order to define them it must be first examined the status of the operational grid requirements for wind energy as well as the technological solutions developed by manufacturers. This paper examines the requirements for wind power capabilities in the grid in Germany, Spain and Portugal and introduces an innovative solution for the management of wind power: the Wind Farm Cluster Management System. In addition, an economical analysis of the ancillary services cost from wind energy is presented.

Index Terms--Wind power forecast, forecast uncertainty intervals, economical impact of auxiliary services provision, grid codes, grid integration, power-frequency control, reactive-voltage control, wind energy, wind farm cluster management system, wind power plant capabilities

I. INTRODUCTION

In 2030, wind energy should provide 25% of the EU electricity. Such a high share of wind generation exerts important challenges for the reliable and secure integration of wind power in the grids. Therefore, there are increasing needs to operate wind generation as conventional power plants to ensure a reliable and secure integration of wind power. Wind power plant capabilities imply that wind power has to be controlled and operated according to system requirements and has to support the grid during disturbances and faults. These capabilities are based upon the active and reactive power control of wind farms as well as the supporting schemes during grid faults such as Fault-Ride-Through capabilities.

This paper focuses on a summary of the power plant capabilities as well as the grid code requirements for wind energy. Furthermore, a new control solution such as the Wind Farm Cluster Management System which allows grid operators to manage wind energy according to their requirement is described. Finally, an economical assessment of the ancillary services provision from wind farms is presented in the final section of this paper.

In following, a brief overview of the present and expected wind power integration issues in Germany, Spain and Portugal is presented.

Spain

Wind power in Spain has grown dramatically in the last years from 2.298 MW of installed capacity in 2000 to 15.400 MW at the end of 2008. In the future, the Renewable Energies Plan for Spain sets an objective of 20.000 MW by the year 2010 and in the medium term the network planning envisages the accommodation of 29.000 MW of installed capacity in the peninsular system by 2016 and 1.025 MW in Canary Islands. In the medium-long term the estimated wind power installed capacity needed to reach the EU objectives by 2020 is 35.000 MW.

With such installed capacity the operation of the Spanish System has to cope with very high levels of wind power penetration (Summarized in these figures: peak demand= 45450 MW, daily demand = 901870 MWh, max. wind power production = 10879 MW, max. daily wind power production = 213169 MWh; max % of instant. wind power in the system = 37%, with an average of 10% of the whole daily energy supported) by developing and using the proper mechanisms and tools.

As with other technologies, wind power in Spain was born when the level of sophistication of the technology was much lower than it is today, representing a small share of the overall installed capacity and with a regulatory framework according to this status quo whose main goal is to maximize the exploitation of the primary resource in which the TSO has the responsibility of guaranteeing its operation in a safe manner. However, as wind power capacity increased rapidly some features of these generators which undermine the System security made certain difficulties obvious in maximizing its integration and making the operation more complex.

Portugal

The Kyoto Protocol and the related goals set by the European Union in the Directive 2001/77/CE for the promotion of electricity generated from renewable energy sources (RES), defining a target for Portugal of 39% of generation from RES in 2010, imposed a very important change in the development of the generation system and of the electrical transmission and distribution networks. This target was recently reviewed by the government and was settled in 45% for the same year.

The only possible way to accomplish the 39% (now 45%) objective by 2010 with current technologies was the creation of a component of wind power generation in the order of several thousand MW starting only from 120 MW of wind power in operation by the end of 2001.

1.ISET e.V. , Königstor 59 – D-34119 Kassel – Germany
(krohrig@iset.uni-kassel.de)

2.Red Eléctrica de España, P^o del Conde de los Gaitanes 177, 28109 Alcobendas Madrid – Spain (jlmata@ree.es)

3.Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A., Avenida dos Estados Unidos da América 55, 1749-061 Lisboa – Portugal (rui.pestana@ren.pt)

However, the national objectives for the development of power generation from RES are not restricted to wind generation but include also a few new large hydro stations in the long term (1096 MW), as well as the increase of installed power in existing plants in the short / medium term (1330 MW), and the increase in small hydro, biomass, photovoltaic, among others. Two thirds of the new hydro power will be reversible, essential to allow the increase in wind power.

- Transmission System Operators are not only responsible for the grid extension but for the optimization and reinforcement of the already existing grid
- An optional direct marketing of electricity generated from renewable energy units is possible

Until 2010, the share in electric-power generation (in Germany) from renewable energy sources shall rise to at least 12.5%, and by 2020, to at least 20% [4]. The following table provides the development (actual and targeted) of installed wind capacity in Germany.

Installed wind capacity in Germany, in GW					
Year	2003	2007	2010	2015	2020
Total	14,5	22,4	29,8	36,0	48,2

Table 1: Development of the installed wind capacity in Germany up to year 2020. [4]

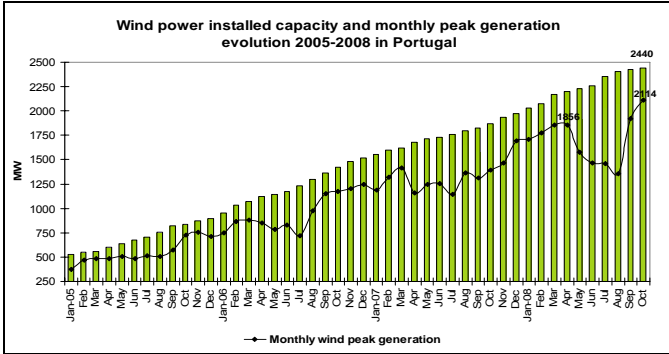


Fig. 1: Evolution of wind power in Portugal since 2005

Germany

In Germany there has been an increasing development of wind energy as depicted in Fig. 2. In 2007 more than 25 GW of wind energy and around 20.000 wind turbines are operating in Germany.

II. GRID PLANNING AND OPERATION WITH HIGH SHARE OF WIND POWER

One of the main barriers to large-scale deployment of the wind energy technology is the limited capacity of the transmission grids. Spacious balancing will reduce large fluctuations of wind power by means of energy transmission over large distances. This requires an **efficient and sustainable extension and reinforcement of the grid infrastructure and interconnections** through strong planning and early identification of bottlenecks at European level. The integration of wind power is partially hampered by the lack of suitable dynamic models for use in transient stability programs in order to conduct the analysis of wind generation influence on power system operation. A future reliable and economic grid planning and operation requires an increased supervision, a better understanding and improved predictability of the power system state. Thus, there is a need of advanced monitoring, simulation and analysis tools combined with dynamic calculations of the interconnected European power system.

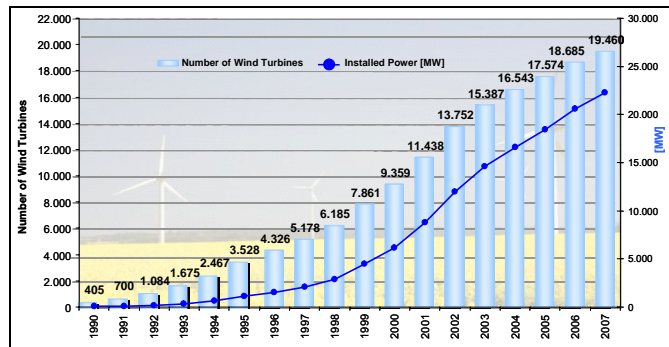


Fig. 2: Number of Wind Turbines and Installed Wind Power in Germany - Years 1990 – 2007 [1]

This development has been supported by the so called Renewable Energy Sources Act (EEG - July 2004) [2]. It was introduced in Germany with the purpose to facilitate a sustainable development of energy supply in the interest of managing global warming and protecting the environment and to achieve a substantial increase in the percentage contribution made by renewable energy sources to power supply in order at least to double the share of renewable energy sources in total energy consumption by the year 2010, in keeping with the objectives defined by the European Union and by the Federal Republic of Germany. This Act has been modified in 2009 [3], and some of the important changes are:

- The new law raises the feed in tariff for wind energy to a range of 9.2-15 EUR-cent/KWh.

Future grid planning tools should be developed for the design of a sustainable, efficient grid structure, in particular for advancing of new offshore trans-national connections, eventually establishing an offshore super grid. These tools should also be able to assess grid connection of wind farms on land and offshore. Various options for grid connection should be considered and assessed to choice and determine the best connection technology e.g. HVAC, LCC HVDC or VCC HVDC. The reinforced and extended grid should facilitate the connection of offshore wind farms, trans-national exchange, leveling of demand and supply and improved efficiency of power system operation.

In addition to new transmission lines, a better and more reliable utilization of existing infrastructure is required. As wind generation has a low capacity factor, the existing rules and methodologies for determining transmission capacity may no longer be justified. The optimum solution may be to install transmission capacity which is less than the maximum wind capacity, and manage the infrequent overloads by advanced control of wind farms and wind farm clusters. In addition, regional overloads and fluctuations over short periods can be

absorbed by an increased flexibility of loads and the utilization of new storage capacities, for example by electric vehicles.

In future, the complexity of the characteristics of electrical grids will rise with the increasing number of distributed and fluctuating energy producers. The usual mechanisms and processes are replaced by rules for fast changing and different grid states. This cannot be longer managed by traditional mechanisms and requires new tools like dynamic security assessment (DSA) and foresighted management under consideration of the static and transient grid behaviour of the neighboured control zones.

Trading, balancing, grid safety requirements increase the importance of wind power forecasting. Thus wind power forecast systems have to be integrated into the control room of the transmission system operator (TSO). Very high requirements of reliability and safety make this integration especially challenging. Apart from this, continuously updated wind power forecasts for the next 1 - 6 hours, directly linked to the grid operation tools will improve mains operation and assist grid operation.

In this context, wind power will be managed as an integral part of the European grid operation and implies an improved **TSO collaboration and coordination** - the interoperability of the control centres. A European wide Dynamic Security Assessment (DSA) based on extensive data sharing between controls zones will assist grid operators in grid operation.

III. POWER SYSTEM REQUIREMENTS FOR HIGH WIND PENETRATION

In this section, an overview of the power system requirements for high wind penetration in Spain, Portugal and Germany will be described. The wind farm capabilities dealing with these requirements are described in section IV of this paper.

A. General Requirements

▪ **Wind power integration issues in Spain (REE)**

In Spain, the most relevant problem in the recent years has been the lack of adequacy of wind generators to withstand voltage dips, i.e. to remain connected to the grid and support the System during faults. This situation could lead to lose great amounts of wind power generation in the event of any disturbance and in the case of Spain this problem is especially risky due to the limited interchange capacity with the rest of UCTE which constrains the available primary regulation.

Some others issues worth of mentioning are:

- The forecast errors, as a renewable source, in the different time scopes which demand more reserve capacity as well as more flexibility of the conventional generation units and take into consideration more uncertainty in the coverage at programming level.
- Voltage control in Transmission nodes neighbour on wind farms due to an obsolete regulation which does not take into account local system needs.
- Occasional overloads in evacuation lines for diverse reasons.

Such scenarios lead to some initiatives at all levels:

- New regulatory developments concreted into new technical requirement (Operational Procedures) for new machines and to promote the upgrading of the existing ones.
- Technical developments from manufacturers which provide wider capabilities to new machines enabling them to fulfil these new requirements and the possibility to adapt the old ones at a reasonable cost.
- A brand new architecture of Control Centres solely devoted to monitor and control this generation (as well as all renewable generators and high efficiency facilities). On this side the first Control Centre at TSO level (CECRE) was commissioned at REE in 2006 as well as some other delegated Centres owned by utilities and manufacturers.
- Advanced and specific tools able to asses in real time the System security with high penetration of renewable generation to perform an operation within standard security margins.

Fortunately and thanks to a huge effort from the whole sector the problem related to fault ride-through capability of wind farms is on the way to being solved (at this point 81, 3 % of machines are adequate) and the rest are also being addressed.

With regards to the wind power offshore, the Spanish shore is not the friendliest one for installing wind farms due to the proximity of the continental platform and so the restricted area of shallow waters. However according to the Grid Planning until 2016 is expected an offshore installed capacity of 734 MW by the end of this period.

Looking to the future, the sector is facing new challenges needed to succeed in the above mentioned goals. These challenges mainly arise from the progressive displacement of conventional generation by wind energy. This situation leads to new technical requirements for wind generators mainly oriented to balance the voltage level controllability, loss of inertia into the System, and guarantee the proper running of protection systems (from the grid and generation side) and also has an impact on the conventional generation which is set to become more flexible than it is today.

▪ **Wind power integration issues in Portugal (REN)**

For wind power grid integration in Portugal, two major issues had to be faced: reception capacity of the grid and technological adaptation of wind generators. The previous paradigm of transmission network (TN) planning based on a small number of well known large new power stations was no longer applicable because it was not possible any more to give individual connection solutions for each project coherent with all the others and to assure the future secure and adequate operation of the TN. So, the Transmission System Operator (TSO) started to define (and make it public) future reception capacities at the different areas/substations in the TN according to their development plans. This network investment plan has to respect and be coherent with the national global RES objectives.

Besides, a new Grid Code had to be developed, to ensure that wind generators to be connected to the grid will behave as much as possible as conventional power plants: they must stay connected to the grid during voltage dips (fault ride through capability), they must contribute with reactive current during short-circuits to minimize the propagation of voltage dips and contribute to the correct operation of protection systems and with different amounts of reactive power according to the day period.

Wind power will be, by far, the most important renewable component to grow in the years to come, with a present target of 6100 MW in 2014 and 7500 MW in 2019, probably approaching 5500 MW by the end of 2011. Taking as reference the forecasted peak demand in the system of 11400 MW in 2011, it can be said, in relative terms, that Portugal has one of the highest wind targets among the EU countries.

Assuming that the reception capacity and the adaptation of wind generators technology issues mentioned before are solved, the spinning reserve (frequency regulation) seems to be one of the most important questions to take care. According to the grid investment plan 2009 – 2014 (2019), in 2014 there may be periods in summer importing from Spain more than 3000 MW and with wind generation of about 4880 MW, with a peak demand of 11500 MW.

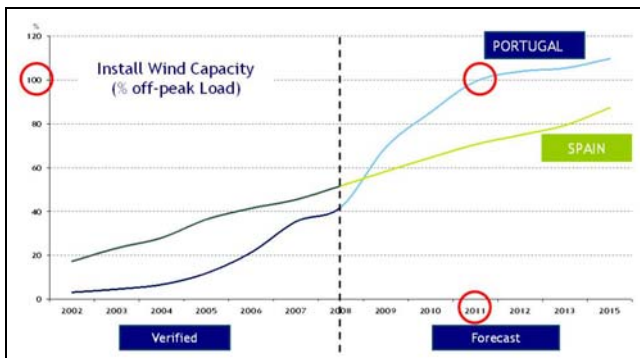


Fig. 3: Evolution of wind power in % off-peak load

Regarding the off-peak demand, the situation will become interesting by 2011, when the wind installed generation will meet the load. If we consider the Iberian Market context, the imports and wind will reach off-peak load sooner than 2011 in Portugal. These issues are intended to be addressed by means of the implementation of the Wind Farm Cluster Management System [5], [6]. [7].

▪ Wind power integration issues in Germany

The German Energy Agency (dena) commissioned the study “Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the Year 2020” [4] or Dena Study I. The goal of this study was to enable fundamental and long term energy-economy planning, supported by as many stakeholders as possible. Results regarding future grid integration issues generated by future increase of wind energy penetration are in following summarized:

- For the further integration of renewable energy sources into the interconnected power system, an extension of the extra high voltage transmission network will be necessary. This will

include a reinforcement of existing overhead lines, the construction of new extra high voltage lines, the implementation of quadrature-regulators to control power flows, and the implementation of units to provide reactive power.

- There is a need for the further extended and integrated control and management of the wind power feed-in in Germany. Therefore the introduction of control techniques, such as the Wind Farm Cluster Management System (see Section IV) would allow grid operators to optimize the managing of wind power in Germany according to their requirements.
- The adaptation of grid codes to the capabilities of wind turbine technologies represents an important step to increase the security of operating wind power. Therefore, specifications of new transmission and distribution codes should comply with the state of the art development of wind turbine manufacturers.
- In certain situations (strong wind and low load), [1] Germany sees a surplus in power generation on a few days a year. In such situations, huge power flows to neighbored countries can be observed. Further solutions, such as additional storage facilities, demand site management and reduced power output from wind energy converters are to be examined in the planned part II of the dena grid study.
- Only if the technical solutions (FRT Capabilities) are implemented on time, the forecasted wind power development up to 2015 can be realized without raising the mentioned “fault-run through” problem.
- The dena grid study shows, that the new grid codes and enhanced technical performance of wind turbines will improve system security by 2015 in the Northeast grid area and by 2010 in the Northwest grid area. In 2015 however, the situation in the Northwest grid area would worsen again, because major shut-downs of power plants are to be expected due to age or to the phasing-out of nuclear power stations. Without countermeasures in place, serious grid failures and resulting power station outages can be expected.

B. Balancing Requirements

In power systems with high wind energy penetration, balancing mechanisms are based on forecasting values of wind power and loads [8], [9]. In addition, power station outages, stochastic load variability and fluctuations of wind power injections represent the main factor of demand for controlling and balancing power. Therefore, wind power integration requires an accurate and reliable forecast from wind power for the next hours to days ahead. This will lead to a higher grid reliability and also enormous cost savings.

Today, the development of models for dynamical forecast uncertainty estimation (see Fig. 4).for each time step has nearly the same priority as the wind power forecast itself. This is due to the multiple applications concerning decision-making problems based on the stochastic nature of wind power prediction errors. Generally, the allocation of balancing power and reserve requirements depend on an accurate knowledge of the most probable to expect forecast errors. Furthermore, unit

commitment for optimal scheduling of power generators and bidding strategies in the electricity markets (also with focus on direct-marketing) requires information about a secured power feed-in. All these information can be deduced from wind power forecasts in combination with uncertainty intervals.

It is evident that the predictor variables of the Numerical Weather Prediction (NWP) play the major role in wind power forecast purposes and also for uncertainty estimations [10], [11]. Currently, ensemble weather predictions [12] and probabilistic models [13] are mostly used due to their ability to forecast a whole probability density function (PDF) of the expected power. Out of this distribution the “best” point power forecast and the corresponding uncertainty estimations can be extracted [14], [15].

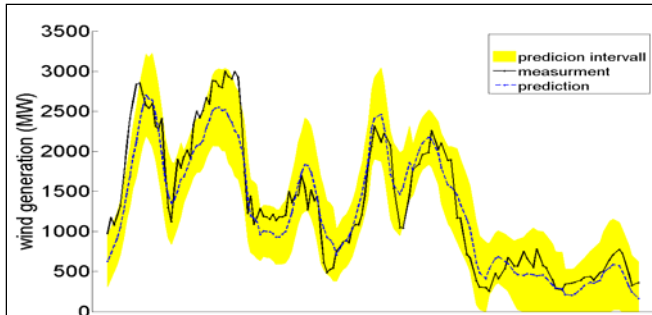


Fig. 4: Example of Forecast Interval Assessment – 90% Probability that all measurements will be within the prediction interval (yellow surface)

C. Power and Frequency Control Requirements

Increasing penetration of wind energy in power systems will require its participation in the power frequency control and balancing procedures which are already performed by traditional generation. The fulfillment of power and frequency control schemes in case of high wind penetration also implies the provision of primary, secondary and inertial energy (spinning reserve) from wind generators.

In Spain, for instance, there are plans to implement in a new operative procedure strengthen requirements for the power and frequency control contribution from wind generators. This includes the participation in the power and frequency control schemes and in addition requirements for inertia provision by emulation from wind energy converters. [16].

With an increasing wind penetration and bigger power ratings wind turbines and wind farms will have an important role to assure the frequency stability of the system. Therefore it will be expected in future grid code requirements the obligation of wind generation to provide this ancillary services. This topic will be then an issue subject to regulation and discussion for the implementation in future grid code requirements.

D. Voltage and Reactive Power Control Requirements

With an increasing wind power penetration, the voltage control and grid support has to be carried from wind farms. Therefore, some grid codes have already issued operational range for the voltage and power factor at the point of connection to which wind generation is obliged to cope with

it. An example of the power factor ($\cos \phi$) and voltage control requirements at the wind farm connection point is in Fig. 5 depicted

Furthermore, Fig. 6 depicts the requirements for the control of reactive power related to the available active power production from wind farms.

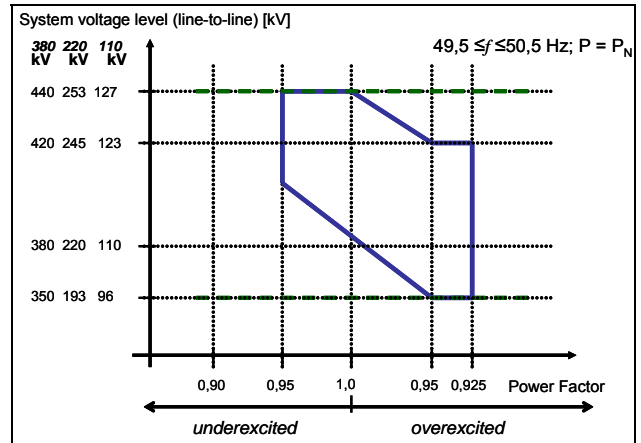


Fig. 5: Basic requirement for the reactive power supply for E.ON [17]

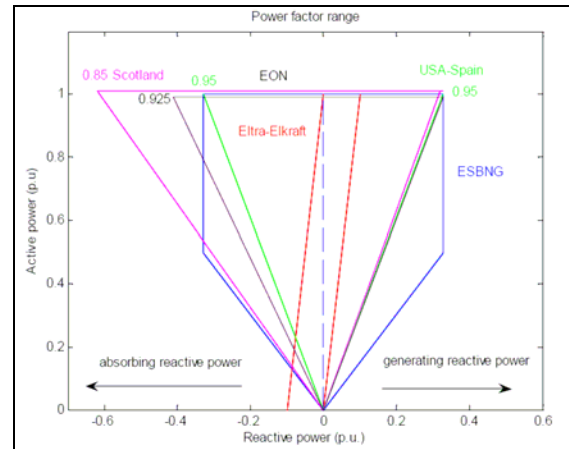


Fig. 6: Reactive power requirements from different grid codes related to the active provision [18]

E. Reactive Power Control Capability

Very large wind farms will have a relevant influence in the voltage stability of the grid. Today wind turbine technology has developed adaptive reactive power control in order to support the grid requirements for voltage stability.

Limits on the extension of the controllability of reactive power are imposed by the type of generation technology and costs. This type of control is usually performed at wind turbine level. However, reactive power compensation in wind farms can be also implemented by means of reactive power compensation devices such as: SVC, STATCOMS.

Implementation of this development has allowed the fulfilment of voltage stability required from grid codes. Furthermore, wind turbine manufacturers provide their wind farms with power quality filters in order to comply with regulations regarding voltage quality of the energy supply.

Therefore, future increases in the wind turbine ratings will surely adapt and include this already developed reactive control system in their generation units.

F. Fault-Ride-Through-Requirements

At the moment, wind farms or wind power plants are obliged to provide fault ride through capabilities (FRTC) in order to maintain the stability of the grid in cases of faults. Requirements are dependant on the voltage dip and the duration of the corresponding short circuit that the wind farm has to withstand. Most extreme requirement demand that wind power has to support the grid even during voltage dips of 0%. In addition, the protections schemes have to be appropriate so that the wind turbines can offer the necessary short-circuit power to activate the protection mechanisms when it is necessary.

G. Fault-Ride-Through-Capabilities

Fault-Ride-Through-Capability (FRTC) is one of the most demanding requirements for wind turbine manufacturers due to the heavy conditions that the wind turbine must withstand in case of voltage dips in the grid. Moreover, the larger the wind turbine is the bigger its influence on the transient stability of the grid in case of faults.

By means of FRT, wind turbines can remain connected and support the grid with reactive and active power during faults until a determined voltage dip. Some grid codes require grid support even with voltage dips down to 0% of the nominal voltage for different adjustable times for wind turbines. This is known as Zero-Voltage-Ride-Through (ZRV) and many from today WT are equipped with this option. Therefore, it can be concluded wind turbines of today are able to ride through a wide range of faults in the grid and this is not expected to change in the future. Future grid codes may issue regulations requirements for Zero-Voltage-Ride-Through for wind turbines, but this is already fulfilled by present technology.

IV. WIND FARM CLUSTER MANAGEMENT SYSTEM

A. Concept

A Wind Farm Cluster is a logical aggregation of existing physical wind farms which are connected to the same grid node. The main goal of the Wind farm Cluster Management System (WCMS) is to allow the large scale management of wind energy and the operation of wind farms as conventional power plants [19].

Fig. 7 depicts the general structure of the wind farm clustering. First, there are single wind turbine generators which are aggregated under a wind farm. The addition of different wind farms gives as a result a cluster which is being controlled by the WCMS.

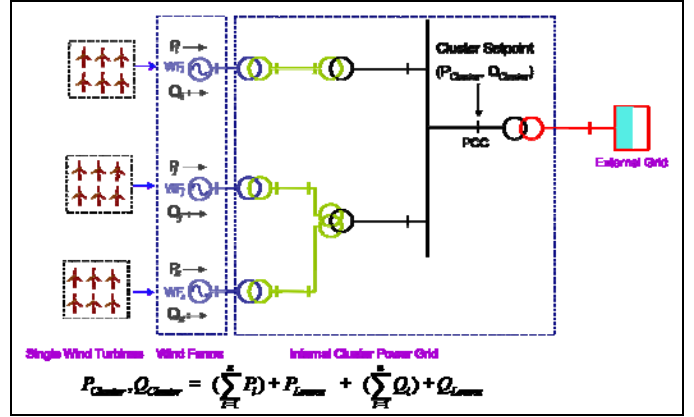


Fig. 7: Wind Farm Cluster Definition

B. System Description

The structure for the development of the WCMS depends on the system configuration where the WCMS is going to be installed. Fig. 8 depicts a basic system structure which consists of a transmission system operator (TSO) layer and wind farm dispatch centre layer.

The wind farm dispatch centre controls directly all wind farms aggregated under its control centre. This layer will receive wind power requirements (set points) from the TSO, and will report the wind power status to the TSO.

The command flow (set point flow) goes from the WCMS TSO to the WCMS Dispatch Centres. At TSO level, the power requirements for a given node are calculated by third parties TSO systems. Short-circuit level, maximum allowed power generation in the grid and grid transmission capacity, among others, are examples of grid security calculations which are usually performed at TSO level. All these calculations are then transformed to active and reactive power requirements (P and Q commands) for wind power generation. These requirements (set points) are sent from the TSO to the Dispatch Centres. Once the set points are received by each Dispatch Centre, they have to follow the received instructions, with their own controlled wind farms. The distribution of these set points within the wind farms has to be performed by the WCMS at Dispatch Centre level.

Parallel to the command flow (TSO-Dispatch Centres) there is a monitoring flow (Dispatch Centres-TSO) which allows the WCMS TSO to identify the present state of the cluster and to run its own forecasts, among other tasks. These monitored parameters allow the system to know the current situation of the generation at cluster level. Therefore, a permanent communication link between these levels (TSO-Dispatch Centres) has to be assured so the information can flow continuously.

The implementation of such a control system, would lead to the introduction of new market rules and grid connection requirements for the operation and commercialization of wind energy in power grids.

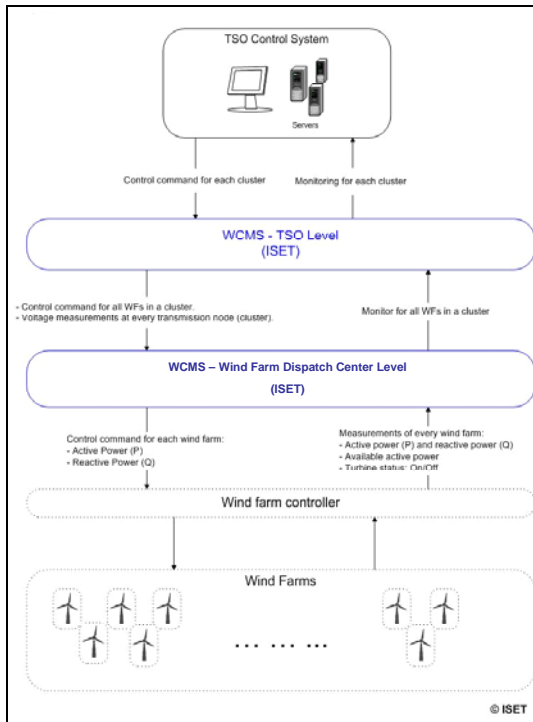


Fig. 8: Command flow and monitoring structure for the WCMS

C. Assessment of the Uncertainty in Wind Power Forecasting

Wind power forecasting represent a relevant issue for the performance of control strategies for the wind farms aggregated under a cluster structure. This section deals with different assessments of the forecast uncertainties. It is importance lays in the capacity of the grid operator to asses the confidence interval in which a wind power forecast has been issued. This, for instance, serves to determine the reserve requirements, gradient controlling, reactive power provision which have to be deliver and performed according the here described WCMS control structure.

Modelling of prediction intervals

Six model approaches have been developed to estimate the forecast uncertainty of an existing wind power prediction system in terms of dynamic prediction intervals. A simple static approach serves as a benchmark.

Preface and static approach

The easiest solution to estimate the forecast uncertainty is the worst case expectation, i.e. the largest observed forecast error of the running system is applied to every forecast step as a constant uncertainty. Due to the fact that the size of the interval covers nearly the complete power range (see Fig. 9), green) it is suboptimal for uncertainty estimation. Intervals with smaller sizes provide relevant information, but one has to consider that generally smaller intervals lead to a smaller reliability and vice-versa.

The *reliability* is one of two quality criteria concerning prediction intervals. The reliability ranges from 0 to 100 %

and provide the percentage of measurements inside the interval. In other words the reliability represents the probability that a single value is inside the interval. The other quality parameter is the *sharpness* that is expressed by the average interval size. A sharpness of 100 % would present an interval covering the complete power range.

The first problem concerning the generation of prediction intervals is to find the best trade-off between reliability and sharpness. It is evident that the average interval size increases rapidly for an increasing reliability higher ~90 %. The second problem is that the observed reliability can differ from the nominal reliability which has specified during model development. Hence the model must be calibrated and it must be guaranteed that the calibration does not change.

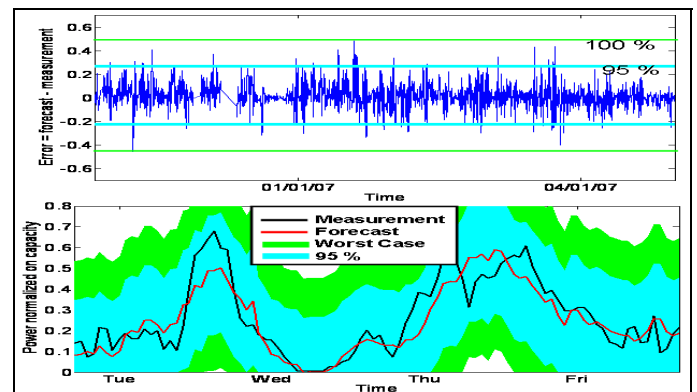


Fig. 9: Time series of observed forecast errors (top).

The lines demonstrate the deviations concerning the worst-case (green) uncertainty estimation and the 95 % - reliability (cyan). These constant quantiles were applied to the forecast (zoom in) in the lower plot in terms of prediction intervals.

The simple approach to generate smaller intervals is only based on already observed errors. As outlined in Fig. 9 the quantiles (cyan lines) have been derived in a way that 95 % (nominal reliability) of all measurements are located inside the interval and respectively 2.5 % above and 2.5 % beneath. As shown in the lower plot of Fig. 9 the resultant interval has a significant smaller size as the worst-case approach. Due to the simplicity in applying this approach it has been selected as benchmark for this work. The biggest disadvantage of this approach is that the width of the interval is constant in time, i.e. static. It is evident that such static intervals are suboptimal for uncertainty estimations with respect to decision-making problems.

Dynamic approach

The aim of this work is the development and evaluation of models for estimating the forecast uncertainty in terms of dynamic prediction intervals. All models presented in the next subsections are based on already observed forecast errors of an existing wind power forecast system. The models estimate the upper and lower deviation from the underlying power prediction in a way that the measurements are within the interval with a specified probability i.e. nominal reliability. To compute the final prediction interval each deviation has to be added/subtracted on/from the power forecast.

Adaptive model

The adaptive model is based on the regular updated error distribution with a higher weighting of the last g hourly forecasts errors (here $g=48$).

$$q_1(t_{fh}) = \frac{a_1 * q_1(t_1, \dots, t_{fh-g-1}) + b_1 * q_1(t_{fh-g}, \dots, t_{fh-s})}{a_1 + b_1}$$
$$q_2(t_{fh}) = \frac{a_2 * q_2(t_1, \dots, t_{fh-g-1}) + b_2 * q_2(t_{fh-g}, \dots, t_{fh-s})}{a_2 + b_2} \quad (1)$$

The parameters a_i and b_i ($i=1, 2$ and $a_i < b_i$) are the weighting factors, t_{fh} is the forecast time and s is the forecast horizon.

Simple classification

Using the simple classification method the model to generate prediction intervals was developed by investigating historical weather data and the simultaneous observed forecast errors. The determination of the respective forecast error rests on a simplified classification of the weather situation based on the wind speed ws_i and wind direction wd_i given by the NWP. Regarding this modelling method the error distribution and the consequent quantiles were computed depending on wind speed and wind direction:

$$q_1(t_{fh}) = q_1(ws_i, wd_i)$$
$$q_2(t_{fh}) = q_2(ws_i, wd_i) \quad (2)$$

It is worth to note that this modelling approach leads to discontinuities of the interval that have to be avoided. Smoothing techniques or fuzzy set logics [10] can be applied to handle this problem.

Artificial neural networks (ANN)

The ANN method that has been used to calculate a prediction interval of an individual wind farm requires the adaptation of two ANN and an investigation of historical time series of power forecasts. In the first step the respective time series of forecast errors is divided in one time series covering all positive errors and in a second with all negative errors. Moreover this error time series were scaled in way that the mean positive and negative errors are equal to the quantiles of the total error distribution corresponding to the specified reliability. Each of the both time series was used separately as output for the training of the two ANNs. As input for the ANN the same NWP parameters that have been used for the power prediction system, the predicted power itself and/or the recently observed forecast errors are potential predictor variables. The selection of the best input parameters concerning uncertainty estimation requires further investigation and can vary from wind farm to wind farm. In operation the resultant ANN output in form of the upper and lower uncertainty has to be combined with the power prediction to get the prediction interval.

Linear quantile and multi-linear regression

The regression models are developed to reflect a relation between the observed forecast errors and the selected input

parameters, like NWP data and/or the predicted power and recent forecast errors.

Compared to linear regression models that approximate the conditional mean of the response variables, the quantile regression formalism relies on estimations of either the median or other quantiles of the response variables, which is an advantage for the development of prediction intervals based on various quantiles of the error distribution [13]. That is why the specification and implementation of the nominal reliability is comparable easy for all quantile regression models. In contrast the setup of the multi-linear model requires a splitting of the observed errors in positive and negative errors and an individual model training like done for the ANN model. Furthermore the positive and negative errors have to be scaled like done for the ANN training. In operation both regression models compute the upper and lower uncertainty

Ensemble average

The ensemble average has been calculated by averaging arithmetically the resultant upper and as well the lower uncertainties of the several models.

D. WCMS System conclusions

The cluster control of wind farms allows wind energy to better fulfil all TSO requirements and increases its grid integration capabilities. As a logical consequence more wind energy can be admitted into the grid.

Through the aggregation of wind farms by means of a cluster, the capacity to maintain the accuracy of a wind power feed-in schedule (forecast) is increased. Moreover, the forecast errors and its respective deviations can be balanced within the cluster.

For grid planning purposes, there are better possibilities for the management of grid contingencies such as transmission bottlenecks and provision of power reserve.

V. ECONOMIC ASSESSMENT ON PROVIDING ANCILLARY SERVICES BY WIND TURBINES (WTs)

This section analyses economic aspects of the provision of ancillary services by WTs. Active and reactive power control (P and Q) are the two basic control capabilities that allow providing ancillary services such as balancing frequency (by P), voltage control (mainly by Q), and congestion management (by P and Q) [20]. Cost-Benefit-Analyses are performed for balancing services and reactive power supply.

A. Cost-Benefit-Analysis of Frequency Control Services by WTs

The majority of the presently installed WTs are actively pitch-controlled. This allows a control of the mechanical power and thereby the active power by changing blade angles. The active power control can be performed within seconds.

Costs of frequency control are constituted by costs of active power control. As reference for the benefits, balancing market prices in Germany are analysed.

B. Costs of Active Power Control

The costs of active power generation have a large range depending on the site's specific situation, e.g. given by the climatic conditions, policy situation and the technology applied. In Germany, the feed-in-tariff is a good reference for the costs because the tariff is regularly adjusted to a level that is expected to compensate the costs. Average costs of active power generation by WTs in Germany are approx. 9 c€/kWh [21]. From these total costs, only a marginal share is caused by generation-dependent variable operational costs.

Positive active power control requires reducing the actual possible active power generation first. Reducing active power causes opportunity costs of approx. 9 c€/kWh. For instance, a continuous reduction of power output of 1 MW in a wind farm over a period of 4 hours has costs of $1 \text{ MW} * 4 \text{ h} * 0.09 \text{ €/kWh} = 360 \text{ €}$ only for keeping the reserve. Differently, negative active power control reserve causes no opportunity costs as long as sufficient active power is generated.

C. Benefits from Participating on Balancing Markets in Germany

An analysis has been performed in [22] that compared prices on German balancing markets with the costs of active power control by renewable energy sources. The cost-benefit-analysis shows that the participation in primary and positive secondary frequency control services is not profitable for WTs at present. Prices on balancing markets are defined by conventional gas- and coal-fired power plants. Presently, they have lower generation costs than renewable energies but this gap may close when external costs are completely internalised. For the exemplary wind farm with positive active power control reserve costs of 360 € for 1 MW and 4 hours, the capacity revenues for primary control would have been 55-68 € and for positive secondary control 34-46 € in the years 2004-2006. It is obvious that the costs are not covered by these revenues.

Analysing the maximum possible capacity revenues of positive tertiary control in Germany of the year 2007 shows that the revenues were higher than the costs of 360 € during 47 periods of 4 hours (2.14 % of the time of the year). In these few hours an additional income of 11,427 € could have been generated that would have increased the total annual income of an exemplary wind farm with 20 MW installed capacity and full load hours of 3000 h/a by 0.2%.

Participation on negative secondary/tertiary frequency control markets in Germany can be interesting all the time because negative control reserve does not cause opportunity costs. Analysing the maximum possible capacity revenues of negative tertiary control in Germany of the year 2007 shows that additional income of 44,126 € could have been generated (0.8% of the total income) assuming that 1 MW is always available.

Not considered in these calculations are all additional costs such as for prequalification, hedging risks (e.g. of power and price forecasts) as well as transaction costs for market

participation. These additional costs and unavailability reduce the benefits from frequency control services.

D. Cost-Benefit-Analysis of Reactive Power Supply by WTs

In principle all generators which are coupled to the network either with power electronic converters or with synchronous generators are capable of providing reactive power control [23]. Principal WT designs are

- directly-coupled induction generators (IGs) with capacitor banks;
- doubly-fed induction generators (DFIGs);
- directly-coupled synchronous generators (SGs); and
- inverter-coupled generators with a full power electronics converter (FCs) which couples IGs or SGs.

A detailed cost-benefit analysis of reactive power supply by WTs is given in [23]. Investment and operational costs of reactive power supply by WTs are analysed here and compared with the benefits from substituting conventional reactive power sources and network purchase prices.

E. Costs of Reactive Power Control

The costs of reactive power control can be distinguished in investment costs and operational costs.

Investment Costs:

In principle FCs, DFIGs and SGs can control reactive power without the need of additional investments. However, additional investment costs have to be considered if the converter's rated capacity is extended to guarantee a certain reactive power supply capacity even at maximum active power generation. Fig. 10 compares typical investment costs of conventional reactive power sources such as Static Var Compensators (SVCs), Static Compensators (STATCOMs), Synchronous Condensers and Static Capacitors (right side) with additional investment costs of WTs (left side). Different types of grid-coupling converters are considered for WTs that guarantee a certain capacity. A cost comparison directly shows that WTs can generally be cheaper at low guaranteed reactive power capacities.

Operational Costs:

Operational Costs of reactive power supply by WTs are mainly caused by additional losses in the grid-coupling converter. Fig. 11 gives an example of the operational costs of FC- or SG-coupled WTs with an efficiency of 98% and feed-in tariffs or power purchase costs of 9 c€/kWh. Compared to the operational costs of conventional reactive power sources, WTs can be cost competitive in general, especially at small additional loading levels. SVCs, STATCOMs and Synchronous Condensers have similar costs as the ones given with the blue curve (only Q) which are higher than those of WTs (Q and P). Only capacitor banks can be cheaper but the dynamic capabilities of FC-, DFIG- and SG-coupled WTs are much better.

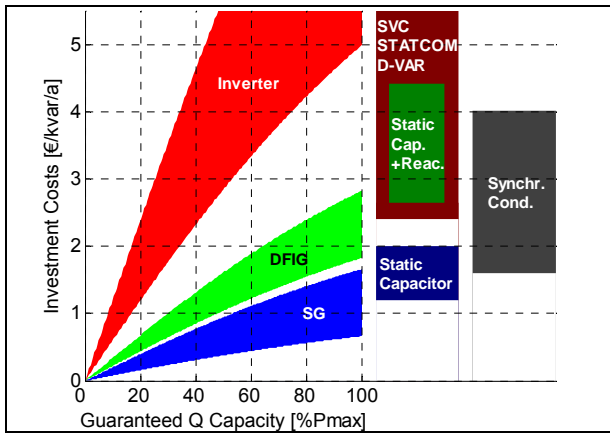


Fig. 10: Investment costs for guaranteed reactive power supply capacity

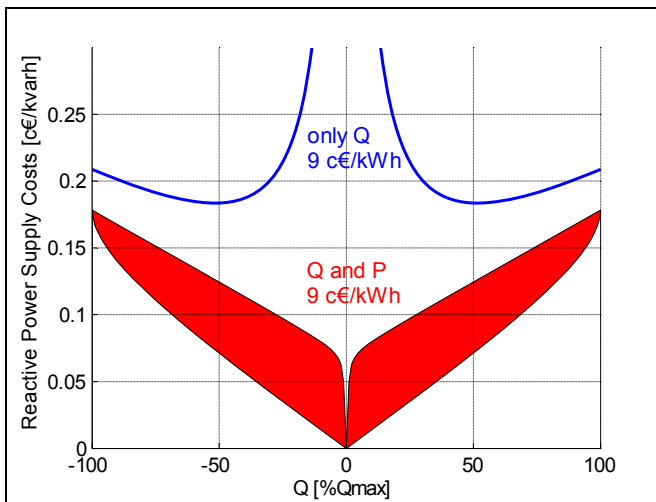


Fig. 11: Operational cost (in c€/kvarh) of Q supply by FC- or SG-coupled WTs with an efficiency of 98% which only supply Q (blue) and which supply Q in addition to P (red)

F. Benefits from Supplying Reactive Power

Compared to the costs of conventional reactive power sources, WTs are evaluated to be cost competitive in general, especially when they increase their reactive power capacity modestly and share reactive power supply between each other so that small additional loading levels cause only little additional losses. This already leads to the conclusion that reactive power supply by WT is economically attractive for network operation.

Furthermore, the value of reactive power for network operators can be considered for comparison as well. German distribution network operators charge in average 1.1 c€/kvarh if the power factor is lower than 0.9 (in average) and in the high voltage network 1 c€/kvarh. National Grid in the United Kingdom spends approx. 0.2 c€/kvarh on the reactive power market of the transmission network [24]. The three transmission network organizations PJM, NYISO and ISO-NE in the United States provide an annual payment in the range of 0.75–4.4 €/kvar/a [25]. The value for network operators seems to be higher than the costs for WTs as given in Fig. 10 and Fig. 11.

The detailed benefits of reactive power supply for network operation are discussed in [23] with regard to voltage control, reduction of network losses and congestion management. The overall benefits of reactive power are often underestimated despite its importance for network stability. As stated in [26], “inadequate reactive power leading to voltage collapse has been a causal factor in major power outages worldwide”.

VI. CONCLUSIONS

This paper concentrated on the capabilities and requirements for the fulfillment of the wind power plant capability concept. This concept is mainly based on the technological and operational fulfillment of the active-frequency power control, reactive-voltage control, fault-ride-through-capabilities. Clear definitions and agreements between manufacturers and grid operators will lead to clear operational requirement for wind energy and in the future to harmonized grid code requirements. An “International White Book on the Grid Integration of Static Converters” is prepared in the DERlab consortium. It is a long-term activity to achieve international harmonization on grid codes for static converters. [27]

The balancing power capabilities from wind energy exert an important role for the system planning due to the expected increase of wind energy in power grids. In this sense, the impact of the uncertainty band of the wind power forecasted values were assessed.

Furthermore, new system tools for the control of wind farms by the aggregation in cluster groups were presented. Through the Wind Farm Cluster Management System it is possible to operate wind farms as conventional power generators, i.e. to control wind energy according to the operational and security requirements of the grid operators.

An economical assessment of the impact of ancillary service provisions from wind turbines was presented. The main result is that participation in balancing services can be attractive as well as the supply of reactive power. Consequently, wind turbines can become active participants in network operation in future.

VII. REFERENCES

- [1] Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety; Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007 – Grafiken und Tabellen – June 2008
- [2] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG); 21. Juli 2004
- [3] www.EEG-aktuell.de ; Aktuelles zur EEG-Novelle; Bundesverband WindEnergie e.V
- [4] Deutsche Energie-Agentur; Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the Year 2020 (dena Grid Study); February 2005
- [5] J. Ricardo, M. Pinto, R. Rodrigues, J. Moreira, B. Nunes, “National goals for renewable generation in Portugal: an organizational and technical challenge from the point of view of the Transmission System Operator”, 41st CIGRE Session, 2006
- [6] REN – Rede Eléctrica Nacional, SA, Planning Division, “Transmission network investment and development plan 2009 – 2014 (2019)”, July 2008
- [7] Pestana R., Matos Fernandes, M., “Identification of needs at the network planning, programming of the operation and real time operation phases, including transient stability, for a secure operation of

- wind farms” – report, EU Project “Wind on the Grid”, WP2 - System Security, August 2007
- [8] K. Rohrig, “Online-monitoring and prediction of wind power in German transmission system operation centres”, in World Wind Energy Conference, Cape Town, South Africa, 2003.
 - [9] B. Lange, K. Rohrig, B. Ernst, F. Schlögl, R. Jursa, J. Moradi, “Wind power forecasting in Germany – Recent advances and future challenges”, in Zeitschrift für Energiewirtschaft, vol. 30 (2006) issue 2, pp 115-120.
 - [10] R. Jursa, B. Lange, K. Rohrig, “Advanced wind power prediction with artificial intelligence methods”, in first International ICSC Symposium on Artificial Intelligence in Energy Systems and Power, Islands of Madeira, Portugal, Feb. 7 – Feb. 10, 2006.
 - [11] R. Jursa, K. Rohrig: “Short-term wind power forecasting using evolutionary algorithms for the automated specification of artificial intelligence models”, International Journal of Forecasting IJF, October 2008
 - [12] C. Moehrlen: “Uncertainty in Wind Energy Forecasting”, PhD dissertation , University College Cork, National University of Ireland, 2004
 - [13] P. Pinson: “Estimation of the Uncertainty in Wind Power Forecasting” , PhD dissertation, École des Mines des Paris, 2006
 - [14] P. Pinson et al.: “On the Quality and Value of Probabilistic Forecasts of Wind Generation”, 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, 2006
 - [15] J. Juban et al.: “Uncertainty Estimation of Wind Power Forecasts”, in proceedings of the European Wind Energy Conference, Brussels, 2008
 - [16] Separata del Borrador del P.O. 12.2 Restringida a los Requisitos Técnicos de las Instalaciones Eólicas y Fotovoltaicas, October 2008
 - [17] E.ON Netz GmbH. “Grid Code. High and Extra High voltage”. April 2006.
 - [18] International Review of Grid Codes, Task 1.1. of Wind on the Grid Report, March 2007
 - [19] A. Gesino, C. Quintero, R. Mackensen, M. Wolff, B. Lange, K. Rohrig, “Wind farm Cluster Management System”, XV Energie Symposium, Fachhochschule Stralsund, Nov 6th – Nov. 11th 2008
 - [20] M. Braun: “Technological Control Capabilities of DER to Provide Future Ancillary Services”, International Journal of Distributed Energy Resources, Vol. 3, Number 3, pp 191-206, 2007.
 - [21] VDN: “Jahresabrechnung 2006 für das Erneuerbare-Energien-Gesetz”, <http://www.vdn-berlin.de>, status: 21 Sep 2007
 - [22] M. Braun: “Systemdienstleistungen für den Netzbetrieb“, BWK, 59, 12, December 2007, pp 53-58
 - [23] M. Braun: „Reactive Power Supplied by Wind Energy Converters - Cost-Benefit-Analysis“, European Wind Energy Conference (EWEC), Brussels, Belgium, 31 March – 3 April 2008.
 - [24] National Grid Transco: “Report on Electricity Balancing Services Contracts 1st April 04 – 31 March 05”, Informal Procurement Guidelines Report, 2005
 - [25] J. Kueck, B. Kirby, T. Rizy, F. Li, N. Fall: “Reactive Power from Distributed Energy”, The Electricity Journal, Vol. 19, No 10, Dec 2006
 - [26] FERC: “Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption”, Staff Report, Docket No. AD05-1-000, 4 Feb 2005
 - [27] www.derlab.org

Erste Schritte zur H 2- Infrastruktur in Mecklenburg-Vorpommern

Dr. -Ing. Hans Sandlaß
IEE Ingenieurbüro Energieeinsparung GmbH, Berlin

Ausgangssituation:

- Mecklenburg- Vorpommern ist ein bedeutendes Windland.
- 1301 Windenergieanlagen mit installierter Leistung 1431 MW
- 2662 GWh/a das entspricht Deckung von 47 % des Bedarfs
- Einspeisung erfolgt in das 110 kV Netz und in das übergeordnete 380 kV Netz.
- Der hohe Anteil des fluktuierenden Stroms verursacht beträchtliche Probleme.
- Diese Probleme werden eher größer, da ein deutlicher Ausbau der Windenergie, sowohl Onshore, wie auch Offshore vorgesehen ist.
- Lösungen sind gefragt.
- Welche Rolle soll der Wasserstoff als Speichermedium spielen?
- Kann sein Einsatz als Kraftstoff das Elektroenergiesystem entlasten?
- Bereits 2005 wurde durch das Institut für Energie und Umwelt (IFEU) an der Fachhochschule Stralsund in einer Studie untersucht, wie das Medium Wasserstoff zur Speicherung von regenerativ erzeugter Elektroenergie beitragen kann. Die Untersuchungen erstreckten sich auf Netzkapazität, Infrastruktur und Wirtschaftlichkeit.
- Empfehlungen wurden gegeben hinsichtlich:
Errichtung eines Wasserstoff-Pilotprojekts < 500 kW, Produktionsvorbereitung für die Herstellung von Komponenten für die Wasserstoff-Technologie und somit Schaffung von Arbeitsplätzen, Untersuchungen zur Untertagespeicherung von Wasserstoff, Vorbereitung von Wind-Wasserstoff-Tankstellen an Autobahnen in M-V und es sollte für einen Offshore-Windpark eine Wasserstoff basierte Notstromversorgung vorbereitet werden.
- Erreichter Stand beim Aufbau von Wasserstoff-Tankstellen:
Besonders hervorzuheben sind die Ergebnisse von Clean Energy Partnership (CEP) in Berlin (4 Tankstellen) und Hamburg (3 Tankstellen)
- Insgesamt gibt es in Deutschland rd. 30 Wasserstoff-Tankstellen.
- Vom gezielten Aufbau einer Infrastruktur kann man jedoch noch nicht reden.
- Welche Ansätze gibt es dafür?

Aufbau von Wasserstoff- Infrastrukturen

- Am Anfang ist die Frage zu stellen, haben wir denn überhaupt einen Bedarf?
- Gibt es verkehrstaugliche Wasserstofffahrzeuge?
- Wie sehen die Prognosen aus ?
- Das Elektrofahrzeug wird mit 700 Mio € in Deutschland gefördert.
- Bis 2020 sollen 1 Mio Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen fahren.
- Das Elektroauto mit Batterie ist für die Kurzstrecke, das Elektroauto mit Batterie und Brennstoffzelle kann auch die lange Strecke beherrschen.
- Es gibt auch den motorischen Antrieb mit Wasserstoff, besonders im Busbetrieb in hoch belasteten Stadtzentren.
- Weltweit gibt es umfangreiche Bemühungen für den Aufbau von Infrastrukturen.
- Führend sind Asiatische Länder und USA.
- Besonders sollen die Bemühungen und der erreichte Stand bei unseren nördlichen Nachbarn hervorgehoben werden.
- In Deutschland wurden schon die unterschiedlichsten Szenarien erarbeitet.

- Bemerkenswert ist der von Linde vorgeschlagene Wasserstoff-Tankstellenring.
- Im Rahmen des NIP wurden Beispiele für den Infrastrukturaufbau herausgearbeitet und in einem Symposium der Öffentlichkeit vorgestellt.
- Besonders muss die Studie von GermanHy: - Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050? - hervorgehoben werden. Sie gibt einen hervorragenden Überblick über Stand und Möglichkeiten der Nutzung regenerativer Energien für die Wasserstoffgewinnung.
- Es wird festgestellt, dass bei einem Ölpreis von 100E/bbl nahezu alle Wasserstoffpfade Kostengleichheit mit konventionellen Benzin- oder Diesel- PKW erzielen oder sogar deutlich günstiger sind.
- Für den Übergang wird besonders die Bedeutung des Nebenprodukt-Wasserstoffs herausgestellt
- Bei der Auswahl von Regionen für eine frühe Phase der Wasserstoffnachfrage gelten u. a. folgende Kriterien:
 - . Regionen mit spezieller Unterstützung aus Politik und Industrie
 - . Regionen, die über die nötige Nachfrage (Bevölkerungszahl, Einkommen etc.) verfügen.
 - . Regionen, die durch aktuelle Verkehrsverflechtungen verbunden sind.
 - . Regionen, die mit wenig Infrastruktur viele Nutzer erreichen.
- Zweifellos hat danach Mecklenburg-Vorpommern wenig Chancen in absehbarer Zeit eine Wasserstoff-Infrastruktur aufzubauen.
- Es gibt aber ein weiteres sehr gewichtiges Kriterium:
Den reichlich vorhanden Wind und dessen Potential.

Voraussetzungen für eine Wind-Wasserstoff –Infrastruktur in Mecklenburg

- Eine Anzahl von Playern beschäftigt sich mit diesem Thema:
 - . Die Fachhochschule Stralsund mit ihrer großen Tradition und dem Komplexlabor
 - . Die Wasserstofftechnologie- Initiative M-V e.V. mit dem Netzwerk:
Kraft-Wärme- Kopplung- Energieversorgungssystem auf Basis von
Windenergie und Wasserstoff
 - . Die WIND-projekt GmbH mit ihrem RH2- Projekt
 - . Die Inventivest GmbH mit dem Projekt Barth
 - . Die IEE Ingenieurbüro Energieeinsparung GmbH gemeinsam mit der WTI mit ihrem
Projekt bei Rostock
- Von großer Bedeutung ist die Unterstützung durch die Regionalen Planungsverbände
Wir halten es für notwendig, dass in der Anfangsphase durch die räumliche Nähe des
Stromerzeugers Windenergieanlage zur Tankstelle gezeigt wird, wo der CO2- freie Kraftstoff
herkommt.

Dazu hat der Regionale Planungsverband Mittleres Mecklenburg/ Rostock hervorragende Grundsatzarbeit geleistet.

Im Entwurf zum 2. Beteiligungsverfahren zum Regionalen Raumentwicklungsprogramm wurden Ausnahmen von der Ausschlusswirkung der Eignungsgebiete formuliert. Die Ausnahmeregelung umfasst auch solche Vorhaben, die der Entwicklung und Erprobung von Technologien zur weiteren Umwandlung und Zwischenspeicherung von Elektrizität aus Windenergie dienen.

- Wir schätzen ein, dass wir diese Ausnahmeregelung nur dann benötigen, wenn bereits für den H2- Ausbau geeignete Tank- und Rastanlagen an Verbrauchsschwerpunkten vorhanden sind oder bestehende Industrie/ Gewerbegebiete für die H2- Versorgung besonders interessant sind (z.B. Großstadtnähe oder Nähe von Hauptverkehrswegen).

- Wie schon durch GermanHy festgestellt, ist die Unterstützung durch die Politik und die Industrie ein besonderes Erfordernis.
Von Bedeutung ist, dass in diesem Zusammenhang, durch das Wirtschaftsministerium des Landes ein Auftrag an die WTI erteilt wurde, Strukturen einer zukünftigen Wasserstoff-Infrastruktur zu entwickeln und daraus ableitend Handlungsempfehlungen für die Landesregierung zu formulieren.
- Gleichermassen muss hoch bewertet werden, dass zwischen dem Regionalen Planungsverband Mittleres Mecklenburg/ Rostock und der ATI Küste eine Vereinbarung zur Untersuchung von Möglichkeiten des Aufbaus einer regenerativen Wasserstoff- Infrastruktur im Verbandsgebiet abgeschlossen wurde.

Die Anfänge einer Infrastruktur

- Die durch CEP entwickelten Aktivitäten in Berlin und Hamburg, die zweifellos erste wichtige Schritte beim Aufbau der Infrastruktur darstellen, haben bereits vor etwa 2 Jahren die Frage aufgeworfen, ob es nicht an der Zeit ist, zwischen Berlin und Hamburg eine Wasserstofftankmöglichkeit vorzusehen. Die Fa. TOTAL Deutschland GmbH, die auch in Berlin und Hamburg Wasserstofftankstellen betreibt, hat sich dieser Aufgabe angenommen. Die IEE Ingenieurbüro Energieeinsparung wurde 2007 beauftragt, eine Studie zur Machbarkeit einer Wind-Wasserstoffstation am Standort Stolpe zu erarbeiten.
Über Erfahrungen, Ergebnisse und Stand wird im Vortrag berichtet.
- Eine weitere Wind-Wasserstoff-Station ist in der Nähe des Autobahnkreuzes A19 / A20 vorgesehen. Sie soll vor allem der Wasserstoff- und Sauerstoff –Versorgung der Stadt Rostock und deren Umland dienen.

Das Konzept dieser Station wird im Vortrag dargestellt.
Ebenso werden Aussagen zur Wirtschaftlichkeit gemacht.

Ein bedeutsames Vorhaben zum Aufbau der Infrastruktur ist das Hybridkraftwerk von ENERTRAG bei Prenzlau, über das schon hinlänglich berichtet wurde.

Es ist festzustellen, dass mit den genannten Aktivitäten bereits ein Wasserstoffkorridor von Berlin über die A24 (Stolpe) nach Hamburg und von dort über die A20 nach Rostock und weiter über die A19 /24 nach Berlin sowie über die A 20 nach **Prenzlau** und von dort über die A11 nach Berlin möglich ist.

- Die weiteren Untersuchungen gehen dahin, an welchen vorhandenen und geplanten Windparks der Aufbau von Wasserstoff-Stationen sinnvoll ist. Kriterium wird dazu nicht nur der Bedarf an Kraftstoff , sondern auch die Netzkonstellation sein.
Die Vorzugsstandorte ergeben sich insbesondere auch aus den Netzengpässen im 110 kV Netz. Mit der E.ON edis AG erfolgten dazu Abstimmungen.
Vor allem soll damit gewährleistet werden, dass Windparks bei Starkwind nicht durch das Netzsicherheitsmanagement abgeschaltet werden.
D.h. es wird damit elektrische Arbeit, die sonst gar nicht erzeugt werden würde, durch die Wasserstoffspeicherung der weiteren Nutzung als Kraftstoff oder für die Rückeinspeisung zur Verfügung gestellt.
- In Karten werden die Standorte, die für die Installation von Wind-Wasserstoff-Stationen mittel- und langfristig in Betracht kommen, dargestellt.

Anbindung an Nachbarn

- Ein Wasserstoff-Tankstellennetz im Land Mecklenburg-Vorpommern bietet sich geradezu an, den Anschluss an den Grünen Nordischen Hydrogen Transport Korridor anzustreben.
- Von Bedeutung sind auch die gemeinsamen Bestrebungen mit den Ländern Berlin und Brandenburg im Rahmen von MORO – Kooperation und Vernetzung im Nordosten- eine großflächige Modellregion zu schaffen.

Stationsaufbau und Kosten der Infrastruktur

- Die Station wird in ihrem Aufbau beschrieben
- Die Kosten werden dargestellt
- Schlussfolgerungen für die Fertigung von Komponenten für Wind-Wasserstoff-Stationen in M-V werden gegeben.

Modifizierung platinfreier metallorganischer Katalysatoren mittels Niedertemperaturplasmen

N. Savastenko¹, V. Brüser¹, K. Anklam¹, A. Schmuhl², H. Junge³

¹Leibniz-Institut für Plasmaforschung und Technologie, Greifswald, Deutschland

²AMT Analysenmesstechnik GmbH, Rostock, Deutschland

³Leibniz-Institut für Katalyse e. V. an der Universität Rostock, Rostock, Deutschland

Schlüsselwörter: PEM-Brennstoffzelle, platinfreie metallorganische Katalysatoren, Niedertemperaturplasmen, Zykelvoltammetrie, Atomkraftmikroskopie (AFM)

Zusammenfassung: Niedertemperaturplasmen werden in vielen Bereichen zur Modifizierung von Oberflächen eingesetzt. Speziell nichtthermische Plasmen spielen wegen ihres geringen Wärmeeintrages bei der Oberflächenbehandlung temperaturempfindlicher Materialien eine bedeutende Rolle. In diesem Vortrag sollen die Ergebnisse der Modifizierung edelmetallfreier porphyrin-basierter Katalysatoren mittels Niedertemperaturplasmen demonstriert werden. Die Katalysatoren wurden vor und nach der Plasmabehandlung mit Hilfe der Atomkraftmikroskopie (AFM) untersucht. Diese Ergebnisse wurden in Korrelation mit der elektrochemischen Aktivität gesetzt.

Abstract: The low temperature non-thermal plasma has been extensively employed for surface modification and also been considered very promising for treatment of temperature-sensitive materials because of its capacity to induce modification at relatively low temperatures. In this study, low temperature plasma has been applied to modify the non-noble porphyrin-based catalysts. The changes in morphology have been monitored by means of atomic force microscopy (AFM). A correlation has been found between the morphology and activity of the catalysts.

1. Einführung

Bei der Synthese platinfreier Kathodenkatalysatoren für Brennstoffzellen des Typs PEM-BZ (Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle) spielen Plasmaprozesse eine zunehmende Rolle [1-4]. Hier führten bisherige Plasmabehandlungen gegenüber thermischen Verfahren zur Aktivierung und Fixierung der metallorganischen Verbindungen auf einem kohlenstoffhaltigen Träger in vielen Fällen zu einer höheren Leistungsfähigkeit der Brennstoffzellen. Die Vorteile der plasmachemischen Verfahren liegen in dem bereits erwähnten geringen Wärmeeintrag. Dadurch können störende Prozesse wie Sublimation oder unerwünschtes Kristallwachstum vermieden werden. Die Plasmabehandlung bewirkt nur Veränderungen auf der Oberfläche der Substrate.

In diesem Vortrag sollen die Ergebnisse der Modifizierung edelmetallfreier porphyrin-basierter Verbindungen mittels Niedertemperaturplasmen demonstriert werden. Diese Verbindungen werden u. a. als Kathodenkatalysatoren bei Brennstoffzellen mit flüssigen Reaktanten wie z. B. mit einer H₂O₂-Lösung als Oxidationsmittel eingesetzt.

Die katalytische Aktivität des Katalysators wurde durch eine Oberflächenbehandlung mit Hilfe eines Hochfrequenz-Plasmas (HF-Plasma) im Niederdruckbereich in stickstoff-, argon-, und sauerstoffhaltigen Arbeitsgasen gezielt verändert und mittels Zyklovoltammetrie untersucht. Die Katalysatoren wurden vor und nach der Plasmabehandlung mit Hilfe der Atomkraftmikroskopie (AFM) untersucht. Diese Ergebnisse wurden in Korrelation mit der elektrochemischen Aktivität gesetzt.

2. Beschreibung der experimentellen Anlagen und Untersuchungsmethoden

2.2 Materialien

Untersucht wurden Phthalocyanin- und Porphyrinverbindungen wie FePc (C₃₂H₁₆FeN₈), (Kat a), Eisen (II) Phthalocyanin bis(pyridin) (C₄₂H₂₆FeN₁₀), (Kat b), Phthalocyanin Eisen (III) monochlorid (C₃₂H₁₆ClFeN₈), (Kat c), 5,10,15,20-Tetrakis(penta-fluorophenyl)-21H,23H-porphyrin Eisen (III) chlorid (FeTFPPCl, C₄₄H₈ClF₂₀FeN₄), (Kat d), Eisen (II), 1,2,3,4,8,9,10,11,15,16,17,18,22,23,24,25-hexadecachloro-29H,31H-phthalocyanin C₃₂Cl₁₆FeN₈), (Kat e), 5,10,15,20-Tetrakis(4-methoxyphenyl)-21H,23H-porphyrin Eisen (III) chloride (C₄₈H₃₆ClFeN₄O₄), (Kat f), 5,10,15,20-Tetrakis(4-methoxyphenyl)-21H,23H-porphine Cobalt(II) (CoTMPP, C₄₈H₃₆CoN₄O₄) (Kat g) auf einem Kohlenstoffträger (Vulcan X-72). Die Gemische wurden in systematischer Weise mittels verschiedener stickstoff-, ammoniak- und sauerstoffhaltiger Plasmen modifiziert. Die Aktivität der Katalysatoren wurde mittels Zyklovoltammetrie untersucht. Die erhaltenen Katalysator-Kohlenstoff-Gemische wurden vor und nach der Plasmabehandlung mit Hilfe der Atomkraftmikroskopie (AFM) untersucht und in Korrelation mit der elektrochemischen Aktivität gesetzt. Für die AFM-Untersuchungen wurden die Katalysatoren auf a-C:H beschichtetem Glas (20 x 20 mm) aufgetragen.

2.3 Plasmabehandlung

2.3.1 a-C:H-Beschichtung im Drehtrommelreaktor

Die Beschichtung wurde im Drehtrommelreaktor „Piccolo“ der Fa. Plasmaelektronik GmbH Neuenburg durchgeführt (Abb. 1). Das HF-Plasma wird mit einer Stabelektrode angeregt. Zur Abscheidung der a:C-H-Schichten wurden die Quarzsubstrate direkt auf der potentialgeführten Elektrode (Stabelektrode) positioniert.

2.3.2 Plasmaaktivierung und -fixierung im Rüttelreaktor

Die Plasmabehandlung (Aktivierung und Fixierung) wurde in einem Rüttelreaktor durchgeführt (Abb.2). Das Plasma wurde über eine Glasscheibe und einer Windung aus einem Kupferband an der Decke der Reaktorkammer induktiv eingekoppelt (HF, 27,12 MHz). Die obere Seite des Anpassnetzwerkes ist aus einem Lochblech gefertigt, wodurch es möglich ist, die Probe während der Behandlung zu beobachten.

3. Ergebnisse

3.1 CV-Untersuchungen an behandelten und unbehandelten Porphyrin-basierte Proben

Die präparierten Katalysatoren wurden elektrochemisch mittels Zyklovoltammetrie (Cyclic Voltammetrie, CV, μ -Autolab-System (DEUTSCHE Metrom GmbH & Co.KG) charakterisiert. Die CV-Diagramme wurden in einer 0,5 M H₂SO₄ Lösung gemessen. Dabei wurde die Lösung

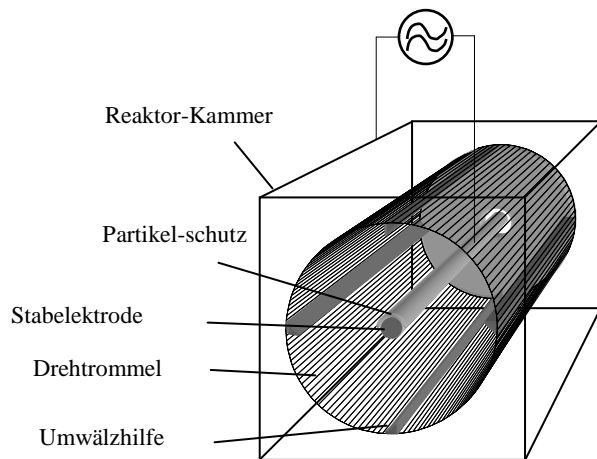


Abb. 1 Drehtrommelreaktor

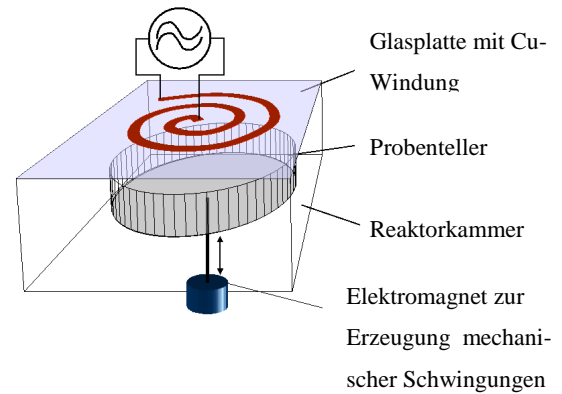


Abb. 2 Rüttelreaktor

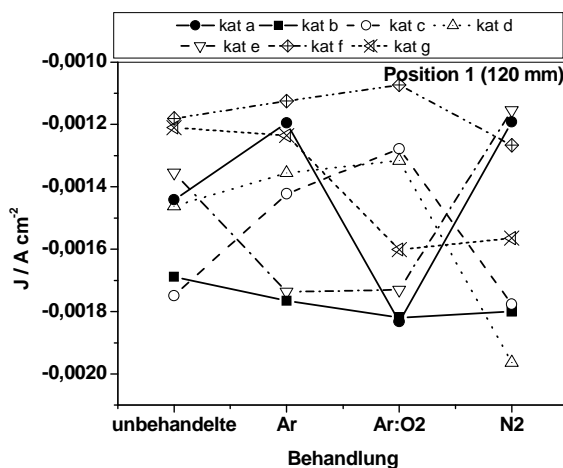


Abb.3 Stromdichte für verschiedene Katalysatoren nach den Behandlungen in der unteren Position

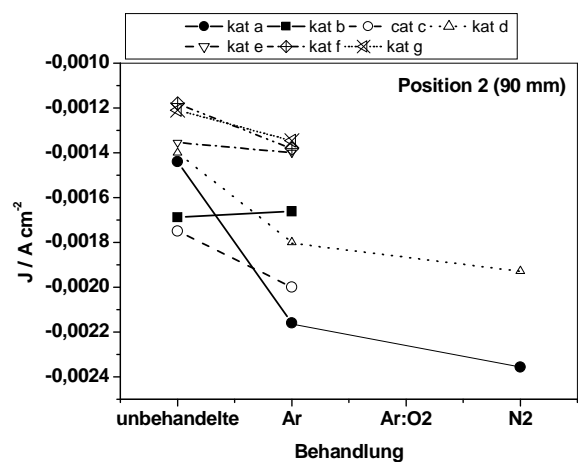


Abb.4 Stromdichte für verschiedene Katalysatoren nach den Behandlungen in der oberen Position

zuerst mit N₂ und dann mit O₂ gespült (ca. 20 min) und die Stromdichten $j_{0\text{ N}_2}$ und $j_{0\text{ O}_2}$ aus den Mittelwerten für Hin- und Zurückscans gebildet (6 Scans).

$$J = j_{0\text{ N}_2} - j_{0\text{ O}_2} \quad (1)$$

Die Precursoren wurden im Rüttelreaktor an zwei verschiedenen Positionen behandelt (Abstand Probe-Plasmaquelle, Position unten: ca. 120 mm und Position oben: ca. 90 mm).

Die Stromdichten (j_0) wurden an verschiedenen Katalysatoren nach den Behandlungen in der unteren (Abb. 3) und oberen Position (Abb.4) ermittelt.

Es zeigt sich, dass nach einer Plasmabehandlung der Katalysatoren in der oberen Position im Rüttelreaktor größere Beträge der Stromdichten erhalten wurden als in der unteren Position. Für die zukünftigen Untersuchungen wurde der Katalysator d ausgewählt.

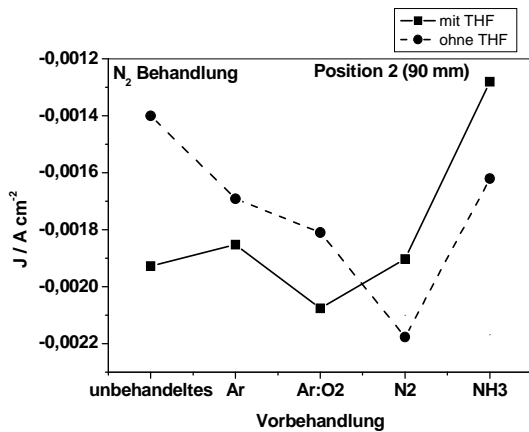


Abb. 5 Einfluss der Vorbehandlung von Vulcan auf die katalytische Aktivität von Kat d (FeTFPPCl)

Die Abbildung 5 zeigt die katalytische Stromdichte für Proben (Kat d), die mit vorbehandeltem Vulcan erzeugt wurden. Beim Vergleich der Aktivitäten der unbehandelten mit denen der behandelten Substrate wird deutlich, dass die Ar:O₂ – und N₂-Substratvorbehandlung zu einer Erhöhung der Stromdichte führt. Die Vorbehandlung in N₂ und NH₃ von einfach mechanisch gemischten Katalysatoren, die ohne THF hergestellt wurden, verbessert sich die Katalysatorperformance. Die Dauer der Vorbehandlung betrug 2 min. Vorbehandlungen von 20 min in Ammoniak führen zu weiteren Verbesserungen der Aktivität (J=-0,0022 A cm⁻², nicht gezeigt). Dagegen lassen sich N₂-behandelte Katalysatoren durch eine längere Behandlung nicht mehr verbessern (J=-0,0021 A cm⁻², nicht gezeigt).

3.2 AFM-Untersuchungen an FeTFPPCl (Kat d)

In Abbildung 6 ist der Einfluss der Plasmabehandlung auf das auskristallisierte Porphyrin zu beobachten.

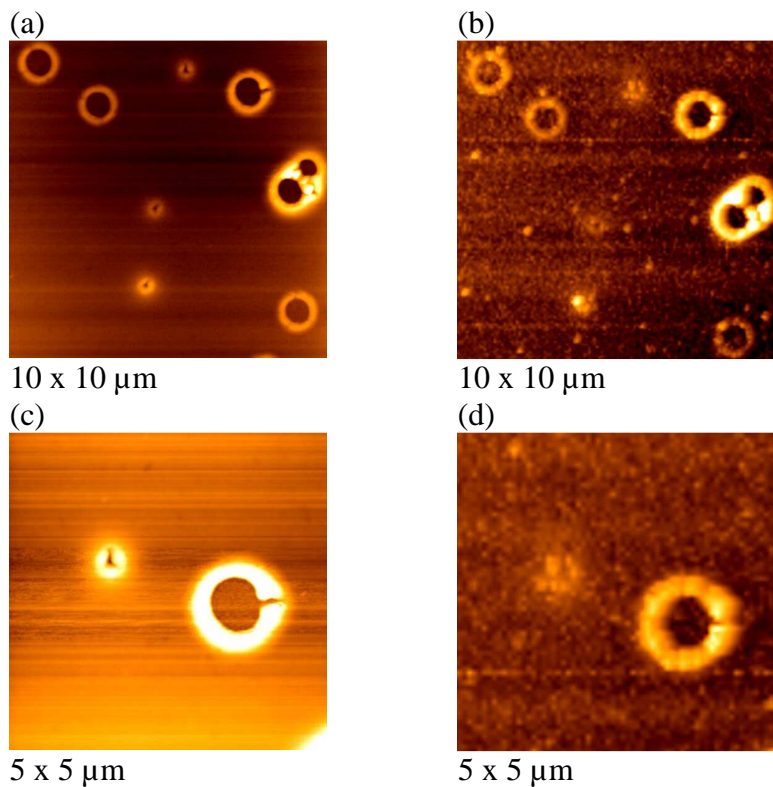


Abb.6 AFM-Aufnahmen im Non-Contact-Modus, a-C:H-beschichtetes Glas mit FeTFPPCl vor (a, c) and nach (b, d) der Plasmabehandlung.

Durch die Behandlung wird Material von der Porphyrinoberfläche auf das Substrat verteilt. Dabei wird die Höhe der Porphyrin-Strukturen um 30-50 % reduziert. Abbildung 7 zeigt die Profile entsprechend den Abbildungen 6 (c) und (d).

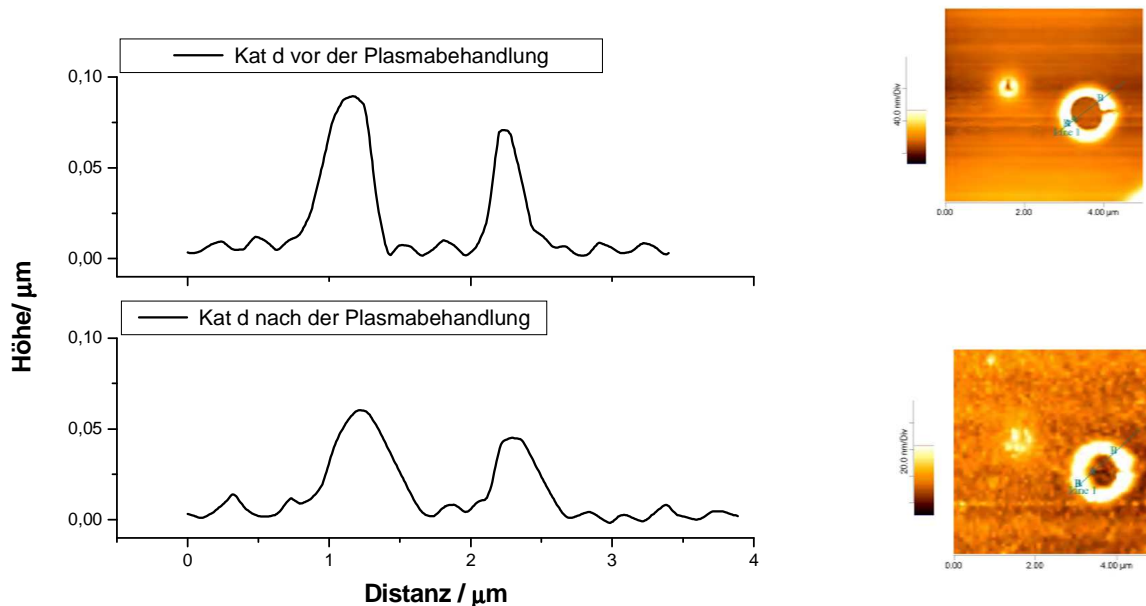


Abb. 7 Die Profile entsprechend den Abbildungen 6 (c) und (d).

4. Zusammenfassung

Die Ergebnisse zeigen, dass durch den Einsatz von Plasmaverfahren eine Verbesserung in katalytischen Aktivität ausgewählter Porphyrine von etwa 60% erreichen werden konnte.

Die Verbesserung der Aktivität der behandelten Katalysatoren kann durch die vom Plasmaprozess verursachte Verteilung der aktiven Partikel auf der Substratoberfläche erklärt werden.

Die optimalen Bedingungen für Plasmabehandlung wurden gefunden (Substrat-Vorbehandlung: 20 min in N₂; Behandlungszeit der Precursoren: 30 min in N₂).

5. Literatur

- [1] V. Brueser, N. Savastenko, A. Schmuhl, H. Junge, I. Herrmann, P. Bogdanoff, and K. Schroeder, *Plasma Processes and Polymers* 4, (2007), S94-S98
- [2] F. Harnisch, N. Savastenko, F. Zhao, H. Steffen, V. Brueser, and U. Schroeder, *J. Power Sources*, 193, (2009), 86-92.
- [3] N.A. Savastenko, V. Bruser, M. Bruser, K. Anklam, S. Kutschera, H. Steffen, and A. Schmuhl, *J. Power Sources* 165, (2007), 24-33,
- [4] J. Herranz, M. Lefevre, N. Larouche, B. Stansfield, and J.-P. Dodelet, *J. Phys. Chem. C* 111, (2007), 19033-19042.

Wind energy – A challenge for Argentina

Prof. Dr. Ing Erico Spinadel

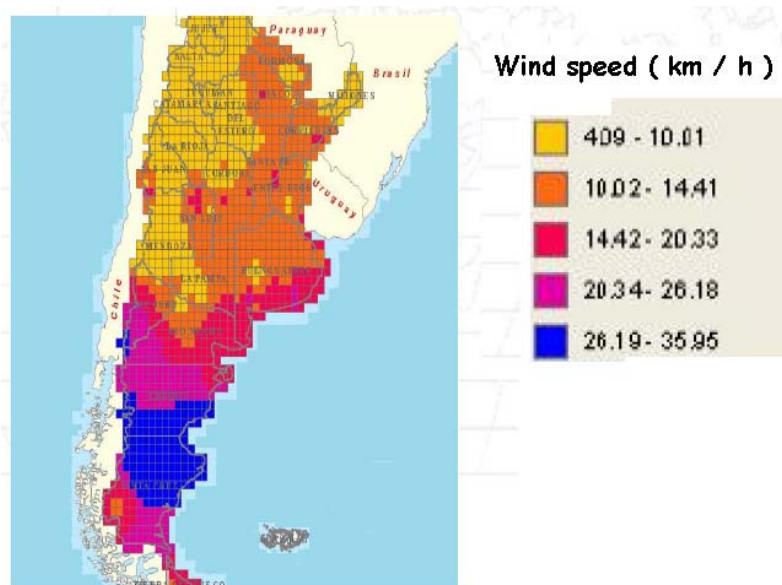
Argentine Wind Energy Association – J. M. Paz 1131 - (RA B 1602 AXU) Florida – Rep. Argentina
E-mail: info@argentinaeolica.org.ar

1. Introduction

It is widely known that the Argentinean Republic counts on with a strong wind resource. Mainly, according with the most spread idea, in the Patagonic region. Certainly, at the south of the 40-degree southern parallel, there is a wind corridor blowing from west to east, which is no comparable to any other, at least on continental areas.

The southern province of Chubut, as well as the northern region of the province of Santa Cruz have regular and constant winds reaching average speeds higher than 11 m/s, permanently blowing in a E to ESE direction. So, turbine use factors higher than 35 % are easily achievable. Those are ideal conditions for the harvesting of wind energy, that are however constrained by the long distances between that region and the main consumption centers, as well as by the lack of adequate high-voltage transmission lines that, at this moment, are still on a preliminary building stage. The drawbacks derived from the long transportation distances are increased by the fact that the Argentinean high-voltage grid are of 500 kV AC, featuring higher losses than those of 700 kV (or even 1.000kV) normally used in Europe. To this inconveniences also linked the lack of an adequate legislation, able to encourage possible investments.

Fortunately, there are also in Argentina other regions featuring winds with average values between 7 m/s and 10 m/s, both along the Atlantic seashore of the Buenos Aires Province, and in some of the centrally-located provinces. Those areas are indeed supplied by the high voltage grid, and present also an important electricity demand. Regrettably, those grids have a radial configuration, and relatively few interconnections, having therefore few connecting nodes for entering the production of the eventual wind farms, thus requiring the building of long additional high-voltage lines.



All the above-stated reasons allow ordering the problematic for an extensive use of wind energy in Argentina in three main thematic groups:

- Regulatory and legislative frame
- Structure of the electrical grids
- Supply of wind turbines

2. Regulatory frame

Developing an adequate regulatory frame is a slow process, but, at the moment, there are enough positive grounds to assume that a correct legal frame could be developed in a quite short time, based on several facts.

Despite a long-time tradition in the use of wind energy in Argentina, both for water pumping and for off-grid, low power electricity supply, its use for power generation for supplying the public grid was regulated only a few years ago, in 1998, some years after the privatization of the whole Argentinean electric system. The Law N° 25.019 / 98 established the payment to the wind energy producer of a bonus of AR\$ 10 / MWh, additional to the price of electricity at the wholesale electricity market (Mercado Eléctrico Mayorista – MEM), together with some tax deferrals (i.e., ten year for the added value tax). Evidently, being the electricity market price under the influence of many political swingings, that law did not offer any warranty to the investors, about the duration of the repayment period. It is necessary to remark that the exchange rate for the Argentinean currency to the US\$ Dollar was 1 to 1 at that time.

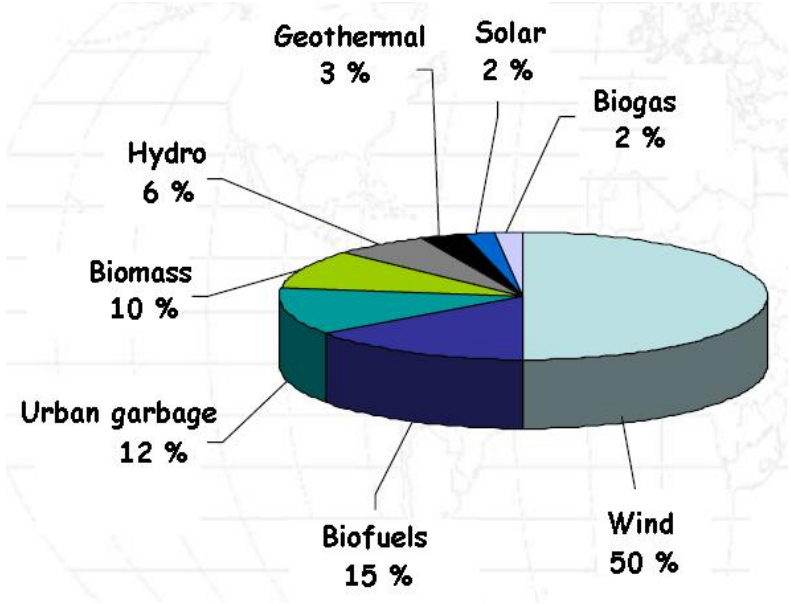
After the financial crisis of December 2001, the government was forced to devalue the local currency, up to a final rate of 3 to 1. Then, many international companies decided to dissolve their Argentinean branches, thus discouraging further investments in the country. Also, the consequent economical troubles forced the emigration of many high-qualified professionals, who decided to abandon the country due to the risk of unemployment.

A couple of years later, and as a wrong attempt of avoiding complaints coming from the low-income sectors, the government decided to keep a fixed price for the electricity. In order to be able of keeping those artificial internal prices, the prices for oil and gas were also arbitrarily defined, obviously lower than the international values valid at the moment. That led to a strong decrease of the prospection activities, forcing the government to start importing oil and gas from the neighbor countries, at prices substantially higher than those established for the internal market.

During that period, the former wind energy promotion law (N° 25.019 / 98) was replaced by a new version (N° 26.190 / 06), that was nothing but an attempt of adapting the previous version to the dollar-to-peso exchange rate valid at that moment. As this new law did not bring any true advantage, when compared to the previous version, it did not have any success in increasing the total installed wind power, which remained unchanged during all those years.

Finally, during May 2009, a completely new promotional program was launched (GENREN Program), in order to effectively promoting the electricity generation based on renewable primary sources. By the first time in Argentina, this program defines a fixed price for the energy, based in a constant-currency value, valid for a period of ten years. A tender process is

started, with the purpose of promoting the installation of 1.000 MW, in accordance to the following distribution:



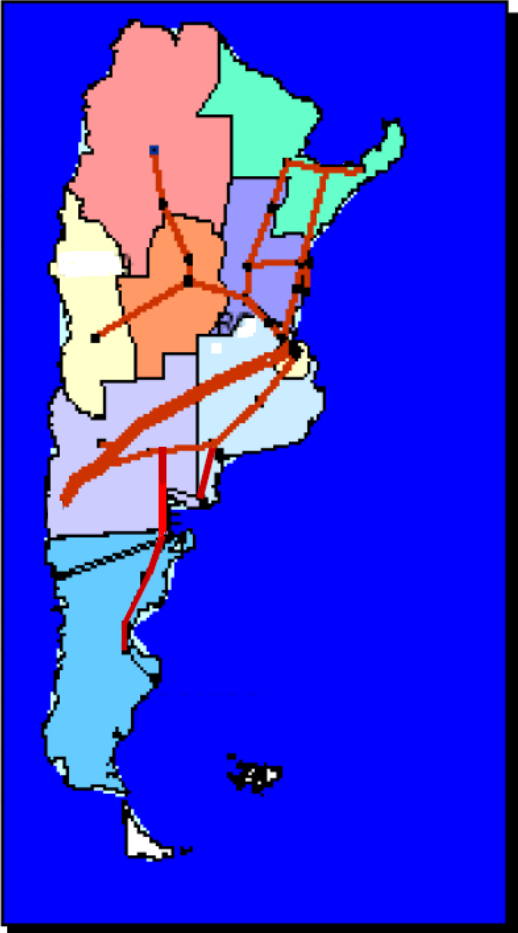
The highlights of the GENREN Program could be summarized as follows:

1. The regulatory board for the electricity market – ENARSA – buys the electricity produced by the renewable sources, transferring it to the grid operator – CAMMESA – ensuring a constant price in US\$ during a period of 15 years.
2. The generation modules, built after a tender process, should have a nominal power larger than 1 MW, and up to 50 MW.
3. The to-be-installed modules should incorporate a certain percentage of locally-produced components (different for each case).
4. Any foreign company interested in taking part in the tender should be I association with a local counterpart.
5. Contracts will be established in US\$ as a reference currency.
6. A total investment larger than US\$ 2.500 mi. is expected.
7. The generation of about 8.000 working positions is also expected.

3. Structure of the electrical grids

The Argentinean high voltage transmission system is based on main 3-phase 500 kV lines, with a frequency of 50 Hz. Close to the high consumption centers, this voltage is reduced to 132 kV, prior to supply the rings that usually surround the large cities. In subsequent steps, voltage is further reduced, up to a home supply voltage of 220 V.

The main trunk lines follow a clear radial pattern, converging to the main consumption center (Buenos Aires City and its surroundings), with very few interconnections. It is strongly different to those European grids (to which most of the worldwide installed wind turbines are connected) that are strongly meshed. For this reason, that grid offers few access nodes able to supply a connection service for the to-be-constructed wind parks, requiring the additional building of relatively long supplementary transmission lines, in order to reach those nodes.



For the case of the eventual wind parks built in Patagonia, the losses associated to a 500 kW line with a length of more than 1.000 km could probably be too high. Several proposals have been considered to overcome this drawback, among others, the use of even higher voltage lines (750 kV to 1.000 kV), as well as the possibility of transmitting the energy as DC. However, the options that the author assumes as the best for the long term, is the use *in situ* of the available wind power for generating hydrogen. Based on a theoretical analysis, a 10 GW wind park, requiring only 1.000 sq.km of land (i.e., a 50 km x 20 km rectangle, a negligible surface considering the boundary conditions) could produce a daily amount of hydrogen with an energy content equivalent to that of 70.000 oil barrels.

On the opposite, all the coastal area of the Buenos Aires province, with average yearly wind speeds around 8 m/s, and with a much easier access to the transmission grid, could be a favourable site for the installation of conventional, grid connected wind parks. That could help to develop an industrial market that, in a second step, and once established a reliable chain of suppliers, service logistics, and confidence from the financing institutions; could extend their activities to the Patagonic region.

4. Supply of wind turbines

Among all the existing difficulties, that could be perhaps the smaller, even when not negligible. During the last few years, some local companies started the development of their own prototypes, all of them in the MW class. Three of them (IMPSA, INVAP, NRG) have already approved prototypes, ready to enter into a production phase.

Also, several world-wide known wind turbine manufacturers have started contacts with Argentinean companies, for analyzing the feasibility of locally producing certain parts and components, in order to fulfill the conditions established by the GENREN about the integration of the local industry.

5. Conclusions

Even when a full feed-in tariff system was still not established, Argentina is slowly developing a legislative and regulatory frame prone to help and support the development of a local use of its wind resource in accordance to its highly favourable geographical meteorological conditions. The effective incorporation of suitable complementary technologies (i.e. hydrogen) could also help in the effective and efficient use of that abundant renewable resource.

**Kombination einer
Stationären Wirbelschichtfeuerung
mit einer extern gefeuerten
 μ -(Gas)Turbine**

Kooperation der Universität Rostock und der FH Aachen

Prof. Dr.-Ing. habil. D. Steinbrecht
Prof. Dr.-Ing. K. Dielmann
Dr.-Ing. M. Betsch
Dr.-Ing. T. Vincent

Kurzbeschreibung

Es wird ein dezentrales Energiesystem kleiner Leistung vorgestellt. Dieses Energiesystem besteht aus einer zur extern gefeuerten Maschine umgebauten μ -Gasturbine, die durch einen Hochtemperaturwärmeübertrager mit einer Stationären Wirbelschichtfeuerung gekoppelt ist. Durch diese Kopplung wird das Einsatzspektrum der nutzbaren Brennstoffe der μ -Gasturbine von den bereits verwendbaren Edelbrennstoffen wie Erdgas oder Dieselöl signifikant erweitert. Somit ist es unter anderem möglich, niederkalorische Brenngase bis zu einem Methangehalt von 15 Vol.%, sowie biogene Brennstoffe im KWK- Verbund (Strom / Wärme) energetisch zu nutzen.

Abstract

In this paper description a decentralized energy system with a small energy performance is presented. The energy system consists of a μ -gasturbine, which is modified to an externally fired machine and is connected to a stationary fluidised bed combustion system by a high temperature heat exchanger. By the connection of the two systems the application spectrum of useable fuels for the μ -gasturbine is significantly increased. Not only natural gas or diesel-oil can be burned but also low caloric gas with a methane concentration down to 15 Vol. % or biological fuels can be used for chp applications (heat / power).

Auf dem Gebiet des Energiesektors besteht ein deutlicher Bedarf an neuen Konzepten zur Strom- und Wärmeerzeugung. Dabei muss eine besondere Gewichtung auf die Schonung der vorhandenen Energieressourcen gelegt werden. Es müssen Konzepte entwickelt werden, die einen Teil dazu beitragen, die zukünftige Versorgungslücke auf dem Gebiet der Energieversorgung zu minimieren [1].

Ein Konzept könnte die in diesem Projekt untersuchte extern befeuerte μ -Turbine mit der Stationären Wirbelschichtfeuerung (SWSF) sein, da es durch den Verbund auf einer außergewöhnlichen Art und Weise gelungen ist, eine KWK Lösung im kleinen Leistungsbereich zu erarbeiten. Gleichzeitig ist es gelungen, nahezu jeden Brennstoff einzusetzen [2] (fest, flüssig, pumpfähig, gasförmig). Allerdings ist zu berücksichtigen, dass sich in Abhängigkeit des Heizwertes des Brennstoffs und der



eingesetzten Brennstoffmenge der Anteil der aus SWSF auskoppelbaren Wärmemenge in signifikant verändert.

Im Vorfeld dieses Projektes haben bereits einige theoretische Studien gezeigt, dass die extern befeuerte μ -Turbine eine Menge an Potential erkennen lässt. Die Studien in diesem Zusammenhang bestätigten durchgehend das einheitliche Ergebnis, dass der Druckverlust des gesamten μ -Turbinen-Systems der Schlüssel zum Erfolg ist [3].

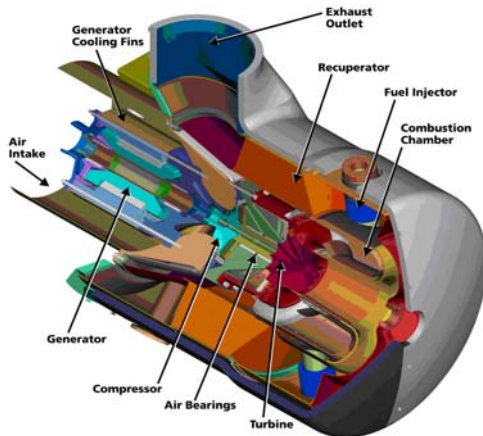


Abbildung 1: Schnitt durch eine Capstone μ -Turbine

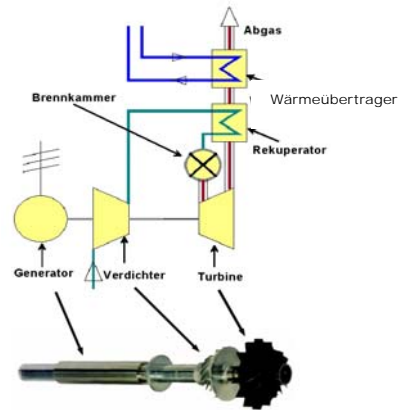


Abbildung 2: Aufbau der Turbinenwelle einer Capstone μ -Turbine

Der realisierte Verbund von Capstone C30 μ -Turbine und Stationärer-Wirbelschichtfeuerung weist gegenüber anderen Konzepten signifikante Vorteile auf. Dies sind im Wesentlichen der hohe Entwicklungsstand der μ -Turbine und die maximale Flexibilität der SWSF bezüglich der potentiellen Brennstoffe.

Die Kopplung der beiden Systeme erfolgt ausschließlich durch einen Hochtemperatur-Wärmeübertrager (HT-WÜ), der sogenannten externen Brennkammer. Somit wird die μ -Turbine „lediglich“ mit heißer Luft durchströmt. Weiterhin entstehen somit durch die Kopplung zwei unterschiedliche Stoff-Ausgangsströme.



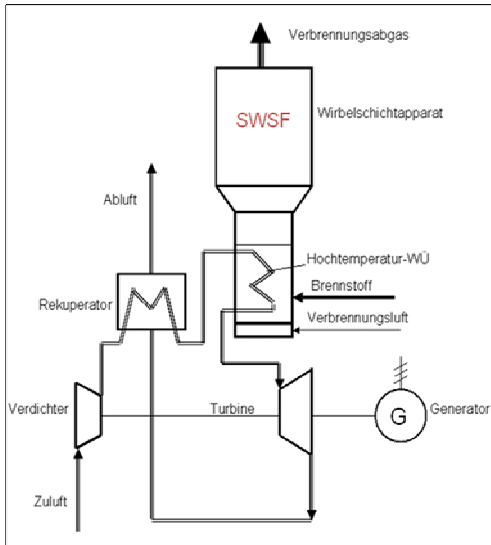


Abbildung 3: Fließschema μ -Turbine/ SWSF



Abbildung 4: Hochtemperatur Wärmeübertrager

Der Hochtemperatur-Wärmeübertrager der Demonstrationsanlage besteht aus vier gekreuzten Rohrschlangen. Diese werden in den SWSF-Apparat eingesetzt. Die Rohrschlangen beginnen im Bett und werden im Betrieb durch die hoch expandierte Schicht beaufschlagt.

Die Luftzu- und -abführung erfolgt durch den Düsenboden der SWSF. Eine Herausforderung bestand darin, die Gleichverteilung auf die vier parallelen Strompfade zu gewährleisten. Bei der Konstruktion wurden Maßnahmen getroffen, den Wärmeübertrager vor Erosion durch die Wirbelschicht zu schützen.

Das Problem beim Umbau der μ -Turbine war, dass keinerlei belastbare Informationen der μ -Turbine vorhanden bzw. vom Hersteller zu erhalten waren. Bezüglich des Umbaus wurde versucht, einen maximalen Anteil der ursprünglichen μ -Turbinenperipherie weiter zu nutzen. Somit ist der Umbau auf den ursprünglichen Turbinen-Core gesetzt worden. Auch hier bestand wieder das Problem, dass keinerlei belastbare Informationen hinsichtlich der Luftführung zugänglich waren.

Der Umbau wurde auf den verbliebenen Teil des vorhandenen Core's nur gesteckt. Diese Verbindungsweise entspricht dem ursprünglichen Konstruktionsdesign und ist so übernommen worden. Allerdings haben die experimentellen Untersuchungen gezeigt, dass wegen der höheren inneren Leckströme infolge des etwas höheren Druckverlustes im System zusätzliche Abdichtungen in den Umbau eingebracht werden müssen.





Abbildung 5: Umbau μ -Turbine



Abbildung 6: Versuchsaufbau

Während der experimentellen Untersuchungen an der SWSF der Universität Rostock konnte eine maximale Leistung von $17,31 \text{ kW}_{\text{el}}$ ins Netz eingespeist werden. Dabei wurde ein Wirkungsgrad von 16 % erzielt. Durch die Optimierung des Hochleistungs-Wärmeübertragers wäre es sogar möglich, mit einer Erhöhung der Turbinen-Eintrittstemperatur höhere Wirkungsgrade zu erreichen [4]. Da das Umbaodesign keinerlei Wärmedämmung gegen die internen Wärmeverluste vorsieht, wurden dessen Wärmeverluste theoretisch berechnet. Die Analyse ergab, dass die internen Wärmeverluste rund 3.000 W betragen. Somit erfährt der Turbinenvolumenstrom eine Abkühlung von rund 10 K und eine äquivalente Leistungseinbuße von ca. $1000 \text{ W}_{\text{el}}$.

Um die maximale Effizienz des Verbundes zu erzielen, musste die Grundlage einer Kommunikation zwischen extern befeuerten μ -Turbine und der Stationären-Wirbelschicht geschaffen werden. Dazu sind die Betriebsparameter der μ -Turbinefirmware den Anforderungen der extern befeuerten μ -Turbine angepasst worden, um somit diese mit der ursprünglichen Remotesoftware steuern zu können. Dadurch ist es möglich geworden, die Kommunikation zwischen μ -Turbine und Stationärer-Wirbelschichtfeuerung über eine SPS zu realisieren.

Generell hat dieses Projekt gezeigt, dass der Verbund von extern befeuerter μ -Turbine und Stationärer Wirbelschichtfeuerung bereits im kleinen Leistungsbereich bei gutem Wirkungsgrad eine gute elektrische Ausbeute erzielen kann.



Um den Verbund von extern befeuerter μ -Turbine und Stationärer Wirbelschichtfeuerung zu einem Prototyp zu entwickeln, sollten einige Verbesserungen vorgenommen werden. Diese sind:

- Minimierung der Strömungsverluste,
- Minimierung der internen Wärmeverluste,
- Optimierung des Hochleistungs-Wärmeübertragers,
- und Erstellung einer Kommunikation zwischen μ -Turbine und Regelung der SWSF.

Durch diese Maßnahmen könnte die auf der Basis der Capstone C30 μ -Turbine fußende extern befeuerte μ -Turbine eine Leistungsausbeute von mehr als 20 kW_{el} bei einem Wirkungsgrad > 20 % erzielen.

Die theoretischen und experimentellen Untersuchungen haben gezeigt, dass im technisch äußerst interessanten Leistungsbereich um 20 kW_{el} die Kopplung von SWSF und extern befeuerten μ -Turbine einen konkurrenzlos günstigen "elektrischen" Wirkungsgrad realisieren kann. Die Nutzung der Abwärme durch eine KWK-Anlage bringt höchste Effizienz bei maximaler Variabilität der einsetzbaren Brennstoffe.

Die Kopplung von SWSF und extern befeuerten μ -Turbine ist ein innovatives und zukunftssträchtiges dezentrales Energiesystem kleiner Leistung. Beide Hauptkomponenten, die Stationäre Wirbelschichtfeuerung und die μ -Turbine, sind im Langzeit-Dauerbetrieb erprobte Systeme. Die Dauererprobung des Gesamtsystems soll noch 2009 beginnen.

- [1] M. Kautz, Prof. Dr.-Ing. U. Hansen, The Externally Fired Gas Turbine (EFGT-Cycle) and Simulation of the Key Components, University of Rostock, Institute for Energy- and Environmental Technology
- [2] V. Spiegelberg, Konzept zur thermischen Nutzung von Glycerin / Schleimstoff in ES+S – Wirbelschichtverbrennungsanlagen, ES+S, Rostock, Mai 2007
- [3] Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZES), Extern-gefeuerter Gasturbinenprozess zur Karftwärmekopplung mit biogenen Festbrennstoffen, August 2004
- [4] Dipl.-Ing. G. Gaderer TU München, Hochtemperaturwärmeübertrager für eine indirekt biomassebefeuerte Gasturbine, Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung



„Chancen und Perspektiven von Hybridfahrzeugen“

Guillem Tänzer, M.Eng.

IZES gGmbH / Altenkessler Straße 17, D-66115 Saarbrücken, taenzer@izes.de

Schlüsselwörter: Hybridfahrzeug, Brennstoffzelle, Verbrennungsmotor, Elektromotor, serieller Hybrid, paralleler Hybrid, Mischhybrid, Akkumulator

Zusammenfassung

Die allgemeine Automobilbranche steht weiterhin vor der Herausforderung umweltfreundliche und nachhaltige Fahrzeuge zu bauen. Eine dabei zu beantwortende Kernfrage ist, welche Möglichkeiten und Perspektiven kurz- und langfristig bestehen, um den heutigen Mobilitätsstandard zu halten. Hybridfahrzeuge könnten eine kurzfristige Option (für die nächsten 10 bis 20 Jahre) sein, um als Übergangslösung zur Elektromobilität zu fungieren. In Verbindung mit Biokraftstoffen könnten Hybridfahrzeuge eventuell auch als eine nachhaltige Lösung fungieren – die heutige Verfügbarkeit von Biokraftstoffen deckt aber nicht den aktuellen und zukünftigen Kraftstoffbedarf ab. Nicht vernachlässigt in diesem Zusammenhang sollten die Lebensmittelproduktion und der Anbau von Monokulturen werden. Das Vorantreiben der Entwicklung von elektrischen Komponenten für Hybridantriebe ermöglicht es, zukünftig das Potential der Elektromobilität (mittelfristige Perspektiven) - auch beispielsweise in Verbindung mit der Brennstoffzelle (langfristige Perspektiven) - zu erschließen. Noch ungelöst ist aber das Problem der mengenmäßigen Bereitstellung von Wasserstoff (aus regenerativen Energieträgern) und die fehlende Infrastruktur einer Wasserstoffwirtschaft mit all seinen Herausforderungen.

Abstract

It is still a challenge for the global automotive industry to build environment friendly and sustainable cars. One of the main questions is which possibilities and prospects short- and long term can be used to maintain the mobility standard today? Hybrid cars could be a short term option (such as 10 to 20 years) to serve as temporary solution. In conjunction with bio fuel hybrid cars could be a sustainable solution – but the today's availability of bio fuel doesn't cover the current and future demand of bio fuel. In this context the foodstuff production and the cultivation of monocultures shouldn't be disregarded. The enhancements of electrical components by hybrid cars allows to get access to the potential of electro mobility (middle term perspectives), even in conjunction with a fuel cell (long term perspectives). Still unresolved are the quantitative allocation of hydrogen (by renewable energy) and the infrastructure of a hydrogen system.

Inhaltsverzeichnis

- 1. Einleitung**
- 2. Hybridvarianten**
- 3. Chancen von Hybridfahrzeugen**
- 4. Quellenangaben / Referenzen**

1. Einleitung

Man spricht von einem Hybridantrieb [1], wenn dieser durch mindestens zwei verschiedene Antriebsprinzipien und zwei verschiedene Energieträger angetrieben wird. Durchgesetzt hat sich hierbei die Kombination einer Verbrennungskraftmaschine (VKM) und eines Elektromotors in Verbindung mit einem Kraftstofftank und einer Batterie als Energiespeicher. Die grundsätzliche Idee dieses Konzepts besteht in der jeweiligen Substitution der Nachteile (Wirkungsgrade) der beiden einzelnen Antriebskonzepte (siehe Abb. 1) [2].

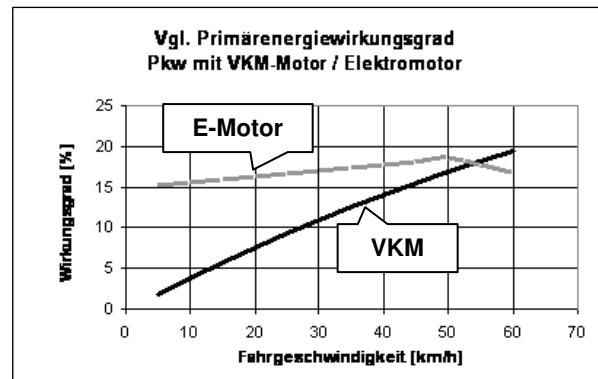


Abbildung 1 - Vgl. VKM und Elektromotor

Das erste Hybridfahrzeug wurde im Jahre 1900 gebaut. Der „Lohner Porsch“ war der erste serielle Hybrid und legte den Grundstein für den dieselelektrischen Antrieb, der in der Bahntechnik bis heute eingesetzt wird. Durch das vorrangige Interesse an der Optimierung von Verbrennungskraftmaschinen (insbesondere Otto- und Dieselmotoren) und den damals technisch begrenzten Gegebenheiten (Akkumulatoren, Antriebsregelung, etc.) geriet der Hybridantrieb in Vergessenheit. Erst zum Ende des letzten Jahrhunderts erlangte dieser erneut Aufmerksamkeit. Aktuell haben zwei japanische Automobilhersteller das Marktmonopol bei der Herstellung von Hybridfahrzeugen.

2. Hybridvarianten

Grundsätzlich können Hybrid-systeme nach Funktionsprinzip und Leistungsklassen des Elektromotors unterschieden werden – konkret unterscheidet man funktionell in **seriellen Hybriden**, **parallelen Hybriden** und **Mischhybriden** [3]. Alle Systeme haben ihre Vor- und Nachteile und sind je nach Unternehmensphilosophie und Einsatzfeld mehr oder minder geeignet. Weiterhin unterscheidet man Hybridssysteme nach Leistungsklasse

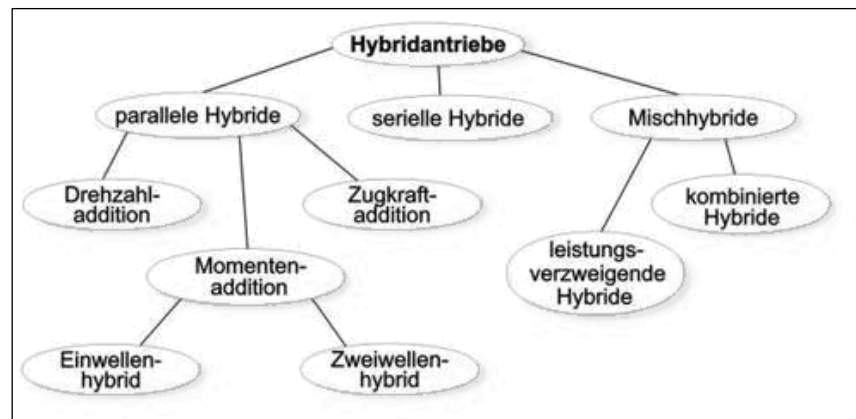


Abbildung 2 - Funktionsvarianten von Hybridssystemen

des Elektromotors. Man spricht von einem „**Micro**“-Hybrid bei einer Auslegung des Elektromotors/Generators zwischen 2-5 kW. Der „Micro“-Hybrid ist (nur) in der Lage, die Verbrennungskraftmaschine in Standphasen des Fahrzeugbetriebs (z.B. an einer Ampel) wieder zu starten, man spricht daher auch von einer „Start-Stop“-Funktionalität. Weiterhin ist ein optimierter Generatorbetrieb gegeben. Dieses System findet aktuell immer mehr Verbreitung, kann es doch größtenteils einfach in die vorhandene Fahrzeugstruktur integriert werden. Einsparpotentiale liegen, je nach Fahrgewohnheiten, bei 5-10 % des Kraftstoffverbrauchs. Anzumerken ist, dass diese Technologie bereits vor zehn Jahren serienreif war und daher relativ simpel das Potential gehabt hätte (und noch weiterhin hat), Volumenmodelle mit dieser Technologie auszustatten und so den

CO₂-Ausstoß abzusenken. Der „milde“ Hybrid geht einen Schritt weiter. Die Leistung des Elektromotors/Generators beträgt 7-15 kW und Verbrauchseinsparungen von 10-20 % können, je nach Fahrprofil, erreicht werden. Der „milde“ Hybrid verfügt nicht nur über eine Motorabschaltung bei Standzeiten im Fahrbetrieb und einem optimierten Generatorbetrieb (Lastpunktanhebung), sondern kann mittels „Rekuperation“ Bremsenergie in den Akkumulatoren einspeisen und bei Beschleunigungsvorgängen („Boost“) wieder in den Antriebsstrang abgeben. Spricht man von einem „Voll“-Hybrid, hat das Fahrzeug zusätzlich die Eigenschaft, bis zu einer bestimmten Geschwindigkeit (z.Z. maximal 60 km/h) und Reichweite (je nach Auslegung des Akkumulators) unabhängig rein elektrisch zu fahren (CO₂-neutral). Elektromotor/Generator haben eine Leistung von über 15-30 kW, ansonsten bestehen die gleichen Eigenschaften (optimierter Generatorbetrieb / „Rekuperation“ / „Boost“ / „Start-Stop“) wie beim „milden“ Hybriden. Verbrauchseinsparungen über 20 % sind (abhängig vom Fahrprofil) durchaus realistisch. Der „Power“-Hybrid ist eine Variante des „Voll“-Hybriden“, hat aber mit einem Elektromotor/Generator mit über 40 kW eine deutliche höhere Leistung – Reichweite und Höchstgeschwindigkeit sind dabei auf einem höherem Niveau. „Mild“-, „Voll“- und „Power“-Hybrid unterscheiden sich grundsätzlich im Aufbau, d.h. bei der Auslegung der beiden Antriebsaggregate (Verbrennungskraftmotor und Elektromotor). Konzeptionell sind sie aber für alle Hybridvarianten (seriell, parallel, gemischt) vorstellbar. Der **serielle Hybrid** [4] (siehe Abb. 3) gilt als das Konzept mit den ungünstigsten Wirkungsgradeigenschaften. Der Verbrennungsmotor kann zwar

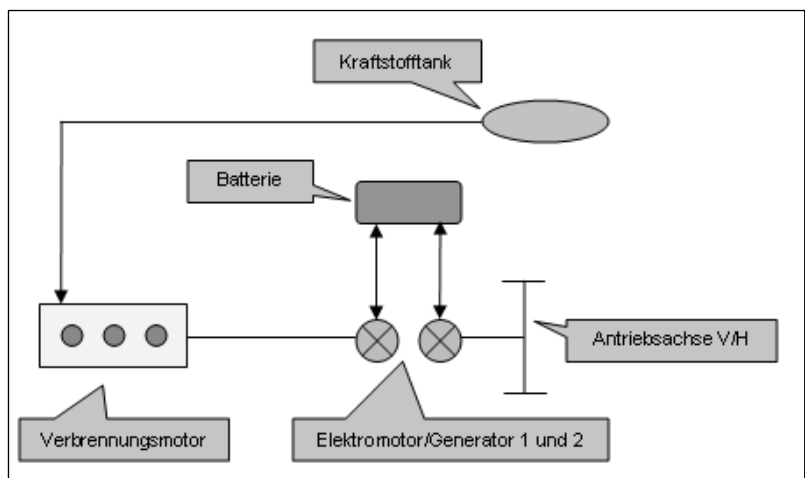


Abbildung 3 - Serieller Hybrid

kontinuierlich im Bereich seines besten Wirkungsgrades ($\mu=0,35-0,39$) betrieben werden, aber durch die lange Wirkungskette (Stromerzeugung über einen Generator, Zwischenspeicherung im Akkumulator sowie die

Antriebsumsetzung im Elektromotor) kommt es zu einer Wirkungsgradaddition, die einen mittleren Gesamtwirkungsgrad von nur etwa $\mu_m \approx 0,2$ ($\mu_{vkm} * \mu_g * \mu_{akk} * \mu_e$) hat. Hinzu kommt, dass man beim seriellen Hybrid die dreifache Motorleistung installiert hat, was aus Gewichts- und Wirtschaftlichkeitsgründen bedenklich ist. Sinnvoll ist dieses Konzept dagegen bei Fahrzeugen, die hauptsächlich als

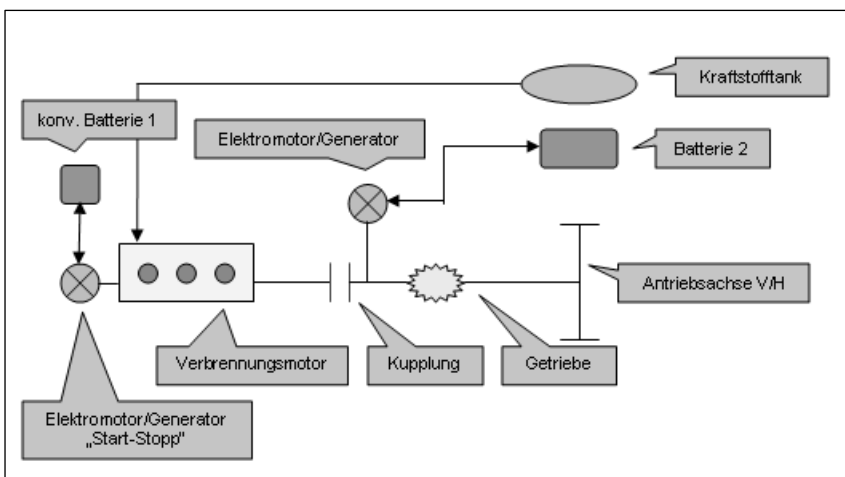


Abbildung 4 - Paralleler Hybrid

Elektrofahrzeuge konzipiert wurden (Reichweiten per Elektromotor über 50-200 km) und bei denen der Verbrennungsmotor zur Reichweitenoptimierung verwendet wird. In Verbindung mit einer Brennstoffzelle und der Möglichkeit des „Plug-In’s“ (Aufladung des Akkumulators über das Stromnetz) wäre dies eine

zukunftssträchtige Alternative. Der **parallele Hybrid** [4] gilt als das gängigste Hybridkonzept (siehe Abb. 4). Im Unterschied zum seriellen Hybrid hat der parallele Hybrid mehrere entscheidende Vorteile, können sich doch die beiden Antriebsaggregate idealerweise ergänzen: Im städtischen Betrieb kann das Fahrzeug, je nach Auslegung, rein elektrisch fahren und sich erst bei Überlandfahrten, im guten verbrennungsmotorischen Wirkungsgradbereich, mit dem Verbrennungsmotor fortbewegen. Der zweite Vorteil ist der geringere Aufwand bei der Integrierung in vorhandene Fahrzeugkonzepte. Diese Hybridvariante ist generell zusätzlich mit einer „Start-Stop“-Funktionalität („Micro“-Hybrid) ausgestattet, um den reibungslosen Betrieb zwischen Verbrennungskraftmotor und Elektromotor zu gewährleisten. Der parallele Hybrid kann, im Gegensatz zum seriellen Hybrid, einen sehr guten Gesamtwirkungsgrad vorweisen, werden doch beide Motoren zumeist getrennt in ihrem besten Wirkungsgradbereich betrieben. Beide Antriebe können geschickt zueinander ausgelegt werden, so dass sie gemeinsam die dem Fahrzeug maximal zur Verfügung stehende Leistung repräsentieren. Eine interessante Variante ist der **„Power-Split“ Hybrid** [4] (siehe Abb. 5), ein Mischhybridsystem. Wie der Name schon nahe legt, kann die Antriebsenergie in einen mechanischen und einen elektrischen Anteil aufgeteilt werden. Weiter entspricht diese Konstruktion - bestehend aus den beiden Elektromotoren, einem Planetengetriebe und einem Differential - einem elektronischen Getriebe. Der geschickte Aufbau gewährleistet durch die Variabilität des Hybridsystems zur Anpassung an die verschiedensten Fahrzustände einerseits sehr gute Verbrauchswerte, andererseits leiden durch ihn weder Fahrkomfort noch Fahrdynamik. Auf konventionelle Bauteile wie Kupplung und Getriebe kann verzichtet werden. Beim **„Through the Road“ Hybrid** [4], sind der elektrische und der verbrennungsmotorische Antriebsstrang getrennt auf

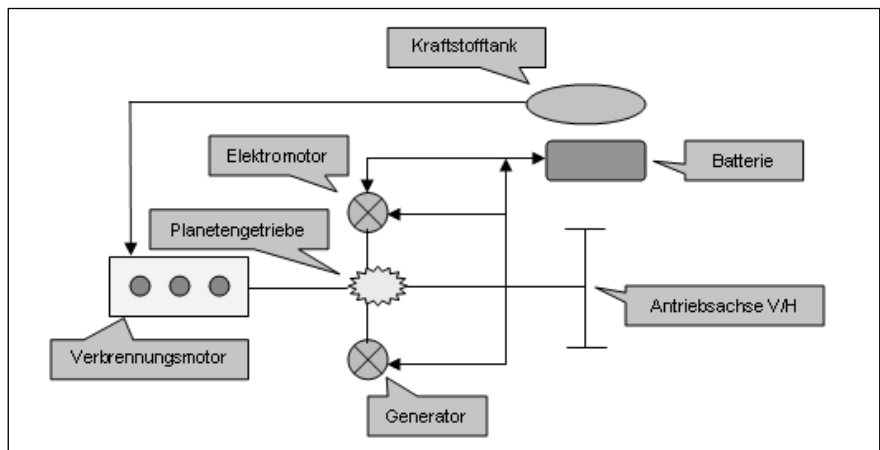


Abbildung 5 - „Power-Split“ Hybrid (Mischhybrid)

Vorder- und Hinterachse verteilt. Dieses Hybridfahrzeug kann demnach auch als ein Allrad-Fahrzeug fungieren. Der Elektromotor treibt i.d.R. die Hinterräder an, die Vorderachse wird vom Verbrennungsmotor angetrieben.

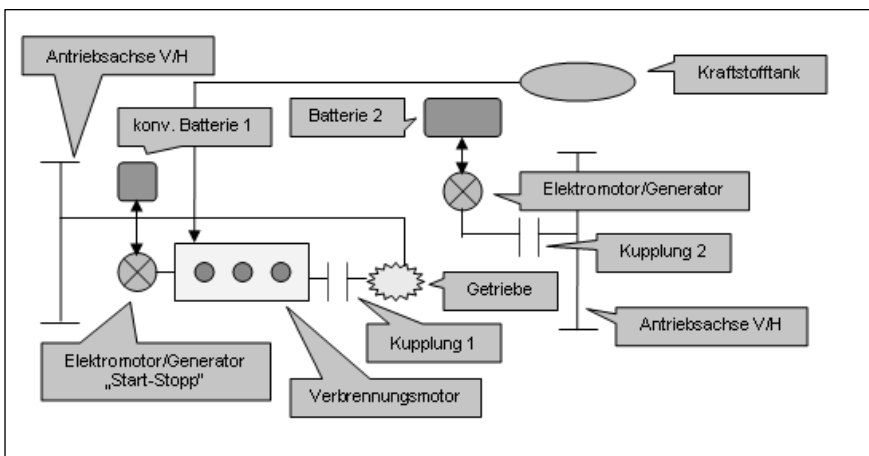


Abbildung 6 - „Through the Road“ Hybrid

Further, one distinguishes two more, here not depicted hybrid functional principles, the **„Two-Mode“ Hybrid** [5] as well as the **„Torquesplit“ Hybrid** [5]. In comparison to a

Powersplit-Hybrid hat der „Two-Mode“-Hybrid, ausgerüstet mit einem CVT-Getriebe in Kombination mit einem Stufengetriebe mit festen Übersetzungsverhältnissen, eine höhere Anzahl an Fahrzuständen, womit man sich noch bessere Wirkungsgrade verspricht. Ähnliches gilt für den Torqusplit Hybrid, der mit einem Doppelkupplungsgetriebe versehen ist. Der Elektromotor kann hier mit beiden Teilgetrieben gekoppelt werden. Mit diesen zusätzlichen Freiheitsgraden können weitere Betriebsstrategien wahrgenommen werden, da sowohl Motor als auch Elektromotor mit unterschiedlichen Drehzahlen und damit in ihren jeweiligen wirkungsgradoptimalen Arbeitsbereichen arbeiten können.

3. Chancen von Hybridfahrzeugen

Der Einsatz eines Hybridfahrzeugs hängt definitiv von den Fahrgewohnheiten ab. Alle Hybridfahrzeuge müssen, um das maximale Kraftstoffeinsparpotential zu nutzen, ein entsprechendes Fahrprofil aufweisen. Im Idealfall entspräche dies ~40 % Stadtfahrten, ~40 % Überlandfahrten und ~20 % Autobahnfahrten. Ein Hybridfahrer, welcher nur Autobahn fährt, hätte kaum Verbrauchsvorteile (Einsparung ausschließlich bei Beschleunigungs- bzw. Verzögerungsvorgängen), da dieser ausschließlich verbrennungsmotorisch das Fahrzeug nutzen würde – ein konventionelles Fahrzeug wäre für dieses Fahrprofil vorteilhafter (besonders unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten).

Erhöhtes Verkehrsaufkommen, längere Lebensnutzungsdauer von Pkws, steigende Kraftstoffpreise, strengere Abgasnormen und die staatlichen Förderungen umweltfreundlicher Fahrzeuge erhöhen die Chancen für eine in Zukunft breitere Marktdurchdringung von Hybridfahrzeugen. Besonders „Micro Hybrids“ mit integrierter „Start-Stop“-Technik sind heute schon (fast) Stand der Serie, zumal dieses Konzept schon seit über zehn Jahren auf seine Serienimplementierung wartet. Aufwendigere Konzepte werden über kurz oder lange folgen, denn die Hybridtechnik (Mild- und Full Hybrid) ist eine der wenigen Optionen, das heute uns bekannte Automobil um einen nennenswerten Prozentbereich „sparsamer“ zu gestalten. Alle bedeutenden Automobilhersteller werden, teilweise in Kooperation, Serienhybridfahrzeuge in naher Zukunft auf den Markt bringen. Als Herausforderung bleibt, nicht nur Nischenmodelle mit dieser Funktionalität auszustatten, sondern die Technik für die Volumenmodelle zu gewinnen. Ein weiterer wichtiger Gesichtspunkt, um die Entwicklung der Hybridtechnik voranzutreiben, wäre die zukünftige Bedeutung der Elektromobilität und damit mit ihr verbunden die instationäre Brennstoffzellentechnik voranzutreiben, zumal die verwendeten Technologien artverwandt sind.

4. Quellenangaben / Referenzen

- [1] Vgl. Braess/Seiffert; Handbuch Kraftfahrzeugtechnik; S.138; Vieweg; 3. Auflage 2003
- [2] Prof. Dr.-Ing. Wolfram Seibert; Präsentation: „Fahrzeugtechnische Überlegungen zu Hybrid-Antrieben für Personenkraftwagen; S.4; 14.01.2000
- [3] Dietrich Naunin; „Hybrid-, Batterie- und Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuge“; S. 67; Expert Verlag; 4. Auflage; 2007
- [4] Guillem Tänzer; „Aufbau und Einführung eines Hybridsystems auf der Basis des PEUGEOT-Modells 307 mit den Konsequenzen für den deutschen Markt aus Sicht der PEUGEOT Deutschland GmbH“; Master-Thesis 2007; Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes (HTWdS)
- [5] Vgl. <http://www.hybrid-autos.info>

COMPARISON OF HYDROGEN STORAGE OPTIONS FOR WIND-HYDROGEN PLANTS

E. Varkaraki and S. Thomas

Centre for Renewable Energy Sources, 19th km. Marathonos Av. 19009, Pikermi, Greece, evarkara@cres.gr

Key words: hydrogen production, hydrogen storage, wind energy, metal hydrides

ABSTRACT

The hydrogen production and storage plant in the wind park of the Centre for Renewable Energy Sources is in operation since October 2005. Hydrogen is produced in a 25 kW pressurized alkaline electrolyser and used either to supply experimental hydrogen vehicles in a filling station, or a 7.5 kW PEM fuel cell for the cogeneration of electricity and heat in periods of low wind. The entire plant is powered by the excess energy of a synchronous 500 kW wind turbine. Three different storage options are studied in the plant: a low pressure storage tank (2 MPa) at the outlet pressure of the electrolyser without further compression, metal hydride tanks, and a high pressure storage option (22 MPa) in cylinders. The most versatile, efficient and cost effective option is to store hydrogen in the low pressure storage tank.

1. Introduction

The wind-hydrogen plant of the Centre for Renewable Energy Sources (CRES) at Keratea, Greece, has been designed with the aim to study different aspects of the integration of hydrogen technologies with renewable energy sources. It has been constructed in the frame of the FP6 European project with the acronym "RES2H2".

Hydrogen is produced in a 25 kW alkaline water electrolyser, with a nominal capacity of 0.45 kg/h (5 Nm³/h) at a maximum delivery pressure of 2 MPa. The water electrolyser is provided with a purification section composed of a deoxidizer reactor and a drier, in order to remove the small quantities of oxygen and humidity in the hydrogen flow. The electrolysis current can be varied in the range 50 to 300 A within one second, in order to accommodate wind variations.

The hydrogen may be stored either in compressed gas form or in metal hydride tanks. A single-stage, triple metal diaphragm compressor has a nominal hydrogen compression rate of 0.45 kg/h for an inlet pressure of 1.4 MPa at 40°C and an outlet pressure of 22 MPa. Although it can withstand input hydrogen pressure variations in the range 1-1.8 MPa, the power of the electrical drive is approximately constant. If the input pressure drops below 0.8 MPa the compressor stops, and it is recommended to avoid more than two interruptions per hour. A small conventional tank of 0.36 m³ volume, where hydrogen is stored at the delivery pressure of the electrolyser serves as a buffer between the fluctuating output of the electrolyser and the independently fluctuating throughput of the compressor. The filling station at the compressor outlet has three high pressure connections, which are actually used for the filling of two individual cylinders of 50 L volume and a 12-cylinder stack of 0.6 m³ volume, with a maximum hydrogen capacity of 10.7 kg (120 Nm³) at 22 MPa.

The metal hydride section has a total design storage capacity of 3.74 kg (42 Nm³). It is composed of six cylindrical tanks with a water jacket for heat exchange, containing an alloy of composition La_{1-x}Ce_xNi₅. The gravimetric density of the alloy is around 1.2%w, but, taking into account the weight of the tanks, it is reduced to 0.66%w. According to the metal hydride supplier, the enthalpy of the hydriding reaction is $\Delta H = -28$ kJ/mol H₂. A 4 kW water boiler with a circulation pump supplies hot water for hydrogen desorption and cooling water can be used during hydrogen absorption, in order to take away the heat produced.

Apart for the water boiler, the plant auxiliaries comprise an instrument air compressor and a water chiller supplying cooling water. All the plant components are connected to the low voltage side of a 500 kW wind turbine through the central power board. The wind-hydrogen system is controlled through a Programmable Logic Controller (PLC) with a PC interface for data monitoring and acquisition. The plant may be run manually, in a semi-automatic way or according to three different automatic modes.

2. Results from the operation of the wind-hydrogen plant

The different components of the wind-hydrogen plant were commissioned in 2005 and the operation of the integrated system started in October 2005. The initial trials mainly focused on the performance assessment of the individual components. The electrolyser stack efficiency at the nominal temperature of 80°C is as high as 90% (with respect to the High Heating Value of hydrogen) at partial load, but it generally lies in the range from 70 to 85% under variable power operation [1].

With the help of power-meters, the power consumption of the components and the auxiliaries are continuously measured, in order to calculate the overall efficiency of the system, from the electrical energy produced by the wind turbine, to the high heating value of the hydrogen stored. This overall efficiency varies from 50% to 70%, according to the operating conditions of the electrolyser and the type of storage considered [2].

The storage of hydrogen in a conventional tank at the pressure of delivery from the electrolyser is naturally the most efficient way from the energy point of view. The energy consumed in the electrolyser stack is almost independent of the delivery pressure in the operating range of 0.1 to 2 MPa, while it strongly depends on the operating temperature. The volume of a storage tank filled at 2 MPa is approximately ten times larger than the volume of a storage tank filled at 20 MPa. However, taking into account the space occupied by the compressor, the “volumetric efficiency” of the low pressure tank is almost equal to the high pressure tank for hydrogen quantities up to 10kg. By taking into consideration the extra capital and energy cost for compression, the low-pressure hydrogen storage option remains interesting even for much larger quantities.

The power consumption of the electrical motor of the hydrogen compressor remains approximately constant during operation, at around 2.5 kW. The hydrogen flow, however, is not constant and varies according to the pressure difference between the suction and the discharge. So, the hydrogen rate of compression is almost three times higher than the nominal 0.45 kg/h when the high pressure storage tank is empty and decreases to almost zero when the storage tank is almost empty.

A typical behaviour of the system during the filling of one high pressure cylinder of 0.05 m³ volume is shown in Figure 1. At time 2350s, the hydrogen pressure in both the buffer tank (large-dots) and high pressure cylinder (bold small dots) is 1.6 MPa (16 bar). The electrolyser operates at 186 A, producing 0.33 kg/h. The electrolyser production rate is not high enough to sustain the flow to the compressor, so the buffer tank pressure drops. The electrolyser current is therefore increased to 225 A (0.4 kg/h). In approximately 10 minutes, the buffer pressure has dropped to 0.76 MPa (7.6 bar), which is the low pressure limit for the operation of the compressor, and the compressor stops. The pressure in the high pressure cylinder has reached 4.3 MPa (43 bar), which means that 0.1 kg of hydrogen have been compressed in 10 minutes. This quantity corresponds to a mean compression rate of 0.6 kg/h. While the compressor is not in operation, the pressure in the buffer increases gradually up to 1.9 MPa (19 bar), a value which corresponds to the high pressure alarm of the electrolyser. The compressor was re-started, but it does not compress during the first two minutes of operation, so the electrolyser stopped at around 3800s. This event could have been avoided, by restarting the compressor when the buffer pressure was 1.8 MPa. The filling of the

high pressure cylinder continues, and the hydrogen compression rate decreases as the pressure difference at the inlet and outlet of the compressor increases. The buffer pressure decreases down to around 0.9 MPa (9 bar) and then starts to increase again, once the compression rate becomes lower than the electrolyser production rate. During the experiment, the high pressure cylinder has been filled with approximately 0.8 kg hydrogen, of which 0.68 kg were produced by the electrolyser and 0.12 kg were withdrawn from the buffer tank. The hydrogen quantity in the tanks is calculated by applying the perfect gas law and taking into account the tank temperature. Although the perfect gas law should not be applied in the high pressure range, the estimation of the quantities is much more sensitive to the storage temperature.

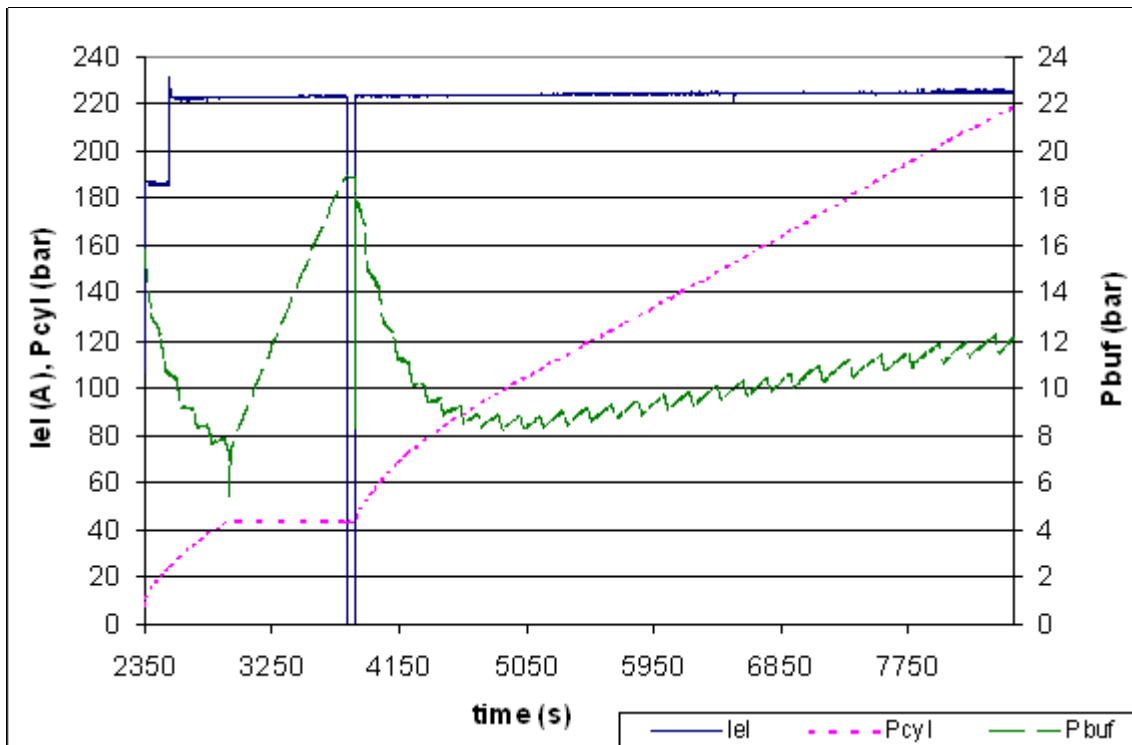


Figure 1. Electrolyser operation at constant current to fill one high pressure cylinder.

With an electrical power consumption of 2.5 kW, the compressor represents some 10% of the system losses at its nominal capacity of 0.45 kg/h. However, it is possible to use the high pressure cylinder-stack in a modular way, filling part of the cylinders at intermediate pressures, in order to take advantage of the higher efficiency at the low pressure range.

Three out of the six metal hydride tanks are used to store electrolytic hydrogen without purification, in order to avoid the hydrogen losses and concomitant power losses of the purification section, and to study the cycling behaviour of the hydride tanks in the presence of impurities in the hydrogen flow. Hydrogen produced by alkaline water electrolysis generally contains small quantities of oxygen (0.2 to 0.5%v.) and is saturated with water vapour at the delivery pressure and temperature. In this plant, the oxygen content in hydrogen is approximately 0.2%v. and the humidity content corresponds to an atmospheric dew point of around 12°C. The reaction of oxygen and/or water with the intermetallic compound is strongly exothermic and is expected to decrease its hydrogen absorption capacity. The effect of such impurities is not yet fully understood in applied systems. Until now, the three metal hydride tanks have only been subject to a few dozens of absorption/desorption cycles and the storage capacity has not decreased.

Figure 2 shows the typical behaviour of the metal hydride tanks during an absorption experiment. Initially, the pressure in the hydride tanks is around 0.38 MPa (3.8 bar). Water from the boiler reservoir is circulated in a closed loop through the water jackets of the hydride tanks, in order to absorb the heat from the hydriding reaction. The electrical boiler is not in operation, but the water temperature at the inlet of the tanks (continuous line) is higher than at the outlet of the tanks (small dots) because the water in the boiler reservoir is heated up faster during the day than the hydride tanks.

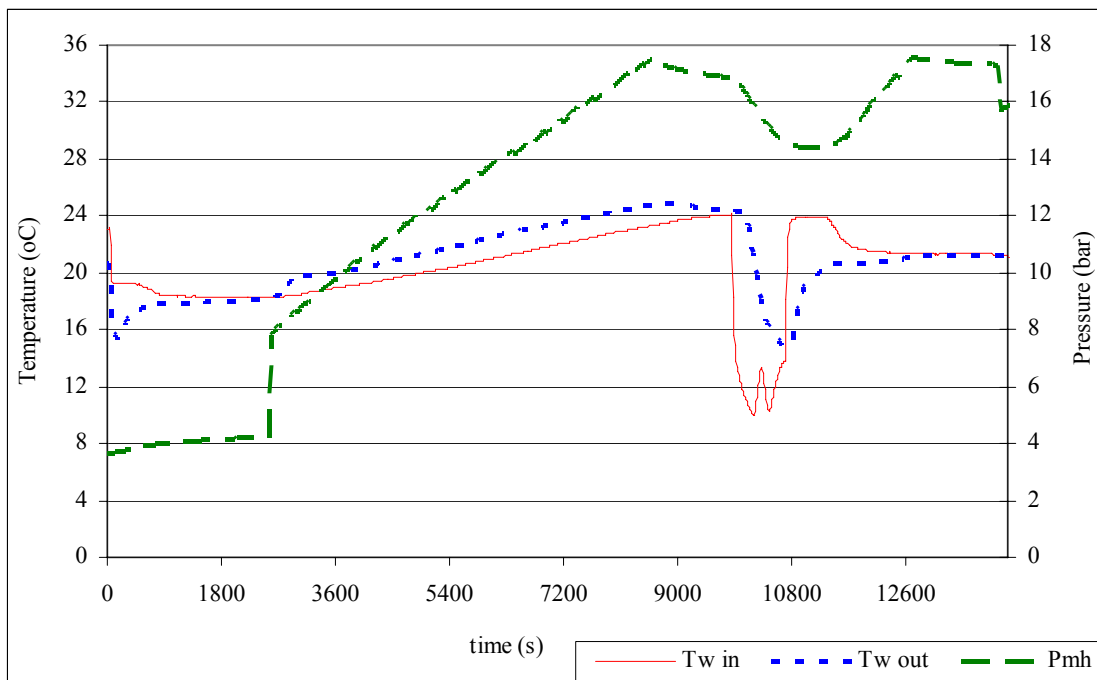


Figure 2. Typical behaviour of the metal hydride tanks during absorption.

When the water temperatures are stabilized at around 18°C, the corresponding pressure in the gas phase of the metal hydride tanks is 0.4 MPa (4 bar), which is considered as the initial equilibrium pressure. The main valve is then opened and hydrogen flows to the metal hydride tanks. The tank pressure increases instantly at 0.8 MPa (8 bar), the level of the hydrogen delivery line. During absorption, The pressure increases gradually as absorption proceeds, and the heat produced by the reaction of hydride formation heats up the water in the boiler reservoir. After approximately one and a half hours, the tank pressure approaches 1.8 MPa and the main valve is closed, because the electrolyser has also reached its high pressure alarm level. The hydriding reaction continues, even without external hydrogen supply, because the system is not yet at equilibrium. Cooling water from the water chiller is injected in the circuit for a few minutes in order to avoid an undesirable pressure increase and then water is again circulated through the water boiler. When the water temperatures are stabilized again (at around 21°C), the corresponding pressure (1.7 MPa) is considered as the final “equilibrium” pressure. Note, that the hydride temperature is not measured, but can only be roughly estimated based on the water temperatures.

At the end of the experiment, the small decrease in pressure (down to 1.6 MPa) is due to a rapid venting (a few seconds) of the hydrogen present in the void space above the hydride tanks. This procedure was adopted, in order to vent the gas phase over the metal hydride, which may be enriched in accumulated impurities. The gas phase over the metal hydride is not continuously

analysed, but the analysis of the oxygen in hydrogen content at regular intervals has always shown values below 20-40 ppm.

The metal hydride tanks are installed outdoors, so the ambient temperature strongly affects their pressure. The experiment presented in Figure 2 was performed in winter, and the pressure inside the tanks decreased slowly during the night. However, if the system were left in this situation for several months, the summer temperatures would cause the hydride pressure to increase over the design pressure. On the other hand, if the metal hydride tanks are used for seasonal storage with hydrogen absorbed during winter and desorbed in summer, the high quantities of energy needed to heat them up would be avoided, and the overall efficiency of the system would be increased. With the particular hydrides of the plant, the opposite situation, namely filling the tanks in summer and using hydrogen in winter should not be applied, because the energy storage losses for cooling and heating would be higher than the energy content of the stored hydrogen.

References

- [1]. E. Varkaraki, N. Lymberopoulos, E. Zoulias, E. Kalyvas, C. Christodoulou, C. Karagiorgis, K. Stolzenburg, "Experiences from the operation of a wind-hydrogen pilot unit", Proceedings of the 16th World Hydrogen Energy Conference, Lyon, France, 13-16 June 2006
- [2]. E. Varkaraki, E. Zoulias, E. Stamatakis, "Operational experience from the RES2H2 wind-hydrogen plant in Greece", Proceedings of the 18th World Hydrogen Energy Conference, Brisbane, Australia, 15-19 June 2008

Biogaspotentiale von Landschaftspflegematerial

Telse Vogel, Mirko Barz, Matthias Ahlhaus

Fachhochschule Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, D-18535 Stralsund, Telse.Vogel@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: Landschaftspflegematerial, Biogasproduktion, Landschaftspflegebonus,

Zusammenfassung: Die verstärkte Nutzung von Mais in Biogasanlagen führte zu einer steigenden Flächenkonkurrenz zwischen Lebensmittel-, Futtermittel- und Energiepflanzenerzeugung. Um dieser Flächenkonkurrenz entgegenzuwirken, werden neue Einsatzstoffe für die Biogasproduktion benötigt. Von besonderem Interesse ist in diesem Zusammenhang die Nutzung von Landschaftspflegematerial zur Biogasproduktion, die durch die Einführung des Landschaftspflegebonus im EEG 2009 auch aus wirtschaftlicher Sicht interessant geworden ist. Aus diesem Grund wurde am Institut für Regenerative Energie Systeme (IRES) der Fachhochschule Stralsund das Biogaspotential von Landschaftspflegematerial untersucht.

Abstract: At present biogas plants produce biogas mainly from maize as co-substrate mixed with slurry by liquid fermentation. But the availability of land for cultivating energy crops is limited. On this account the production of biogas by using biomass from landscape conservation gains in importance. Particularly since in January 2009 the power generation is supported by the Renewable Energy Source Act (2 ct/kWh), if mainly biomass from landscape conservation is used. For that reason the University of Applied Sciences in Stralsund was working on the collaborative project entitled "Development of a combined dry-wet fermentation process to produce biogas from herbaceous biomass substrates". During this project the biogas production of biomass from landscape conservation was analysed in laboratory experiments.

1. Einleitung

In Folge der Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) 2004 und der darin vorgesehenen Vergütungsregelungen für die Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen hat sich zwischen 2000 und 2007 die installierte elektrische Leistung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland versechsfacht [1]. In diesen Anlagen werden zurzeit hauptsächlich Gülle als Grundsubstrat und Mais als Co-Substrat in Nassfermentationsverfahren vergärt. In Folge dessen hat sich die Anbaufläche von Energiemais erheblich ausgedehnt [4]. Die damit verbundene steigende Flächenkonkurrenz zwischen Lebensmittel-, Futtermittel- und Energiepflanzenerzeugung birgt Gefahren für Natur und Umwelt.

Um diesem Problem entgegenzuwirken, stellt die Nutzung von Gras zur Biogasproduktion eine viel versprechende Alternative dar. Gegenwärtig ist die Nutzung von Grünland zur Produktion von Raufutter aufgrund des züchterischen und technischen Fortschritts in der Milchviehhaltung rückläufig [3]. Auf der anderen Seite ist der Umbruch und damit eine alternative Nutzung des Grünlands aufgrund des Direktzahlungen-Verpflichtungengesetzes aus dem Jahr 2004 nur begrenzt möglich [5]. Durch die Einführung des Landschaftspflegebonus von 2ct/kWh im Erneuerbaren Energie Gesetz im Januar 2009 hat insbesondere der Einsatz von Grassilage aus der Landschaftspflege für Betreiber von Biogasanlagen an Bedeutung gewonnen.

Derzeit liegen zum Einsatz von Grassilage aus der Landschaftspflege nur wenige belastbare Ergebnisse aus wissenschaftlichen Untersuchungen vor [3]. Aus diesem Grund sind weitere wissenschaftliche Untersuchungen erforderlich.

Im Rahmen des Kooperationsprojektes zum Thema „Entwicklung eines Verfahrens der kombinierten Trocken-Nassfermentation zur Erhöhung der Biogasausbeute aus nachwachsenden Rohstoffen“ wurde am Institut für Regenerative Energie Systeme (IRES) der Fachhochschule Stralsund das Biogaspotential von Landschaftspflegematerial untersucht.

2. Methode

Die Laboranlage besteht aus 4 Laborreaktoren zur Trockenfermentation mit einem Volumen von jeweils 25 Litern (Abbildung 1). In diesen Laborreaktoren wurde das Substrat in der Trockenfermentation nach dem Prinzip des Perkolationsverfahrens vergärt. Die Versuchsreaktoren sind mit der erforderlichen Technik zur Probenahme bzw. Biogasanalyse verbunden. Um die Wirkung der Einflussgrößen zu ermitteln werden Gärsubstrat, die Prozessflüssigkeit und das Biogas untersucht. Das Biogas wird hinsichtlich des Volumens und der Zusammensetzung täglich gemessen. Die Zusammensetzung des Biogases wird hinsichtlich des Gehaltes an Methan, Kohlendioxid, Sauerstoff und Schwefelwasserstoff untersucht.

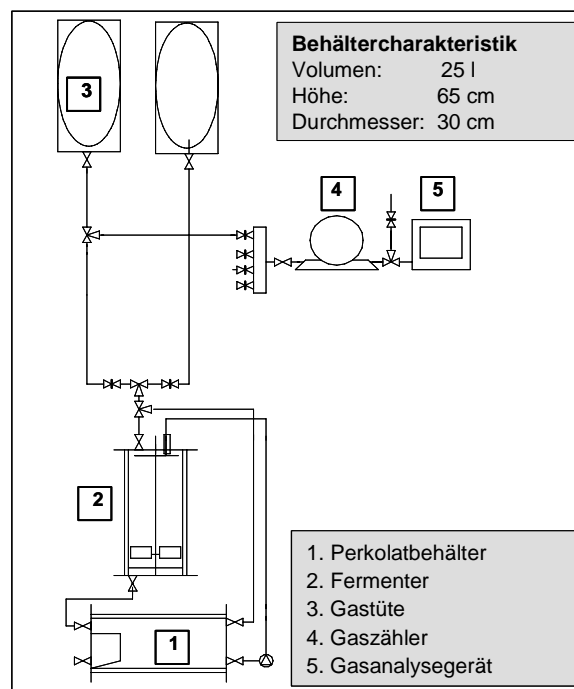


Abbildung 1 Laborreaktor zur Trockenfermentation

Die Versuche wurden im mesophilen (32–42°C) Temperaturbereich durchgeführt. Die Versuchsdurchführung richtet sich nach der VDI-Richtlinie 4630 „Vergärung organischer Stoffe - Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche“ [6].

3. Substrateigenschaften

Die untersuchte Grassilage aus der Landschaftspflege stammt aus einem Nasspolder im Nationalpark Unteres Odertal. Die Proben wurden von Flächen entnommen, die von Schlanksegge (*Carex acuta* = *c. gracilis*) und Rohrglanzgras (*Phalaris arundinacea*) dominiert sind [Tanneberger mündlich]. In **Tabelle 1** sind die Substrateigenschaften des untersuchten Landschaftspflegematerials dargestellt. Dieses Substrat ist sehr inhomogen und weist einen hohen Rohfaseranteil auf.

Tabelle 1 Substrateigenschaften von Landschaftspflegematerial Unteres Odertal

	Einheit	Landschaftspflege-Material
TS	%	24,7
oTS	%	21,8
Rohasche	g/ kg FS	31
Rohprotein	g/ kg FS	30
Rohfett	g/ kg FS	6
Rohfaser	g/ kg FS	80

4. Ergebnisse

4.1 Biogaserträge

Im Folgenden werden die Versuchsergebnisse mit Landschaftspflegematerial von drei Versuchsreihen mit unterschiedlichen Verweilzeiten vorgestellt. In den Versuchen wurden Verweilzeiten von drei, vier und fünf Wochen gewählt. Dabei handelt es sich bei den Verweilzeiten von drei und vier Wochen um in der Praxis übliche Verweilzeiten für Trockenfermentationsanlagen. In Abbildung 2 ist der Biogasertrag in Abhängigkeit von der Verweilzeit für die drei Versuche schematisch dargestellt.

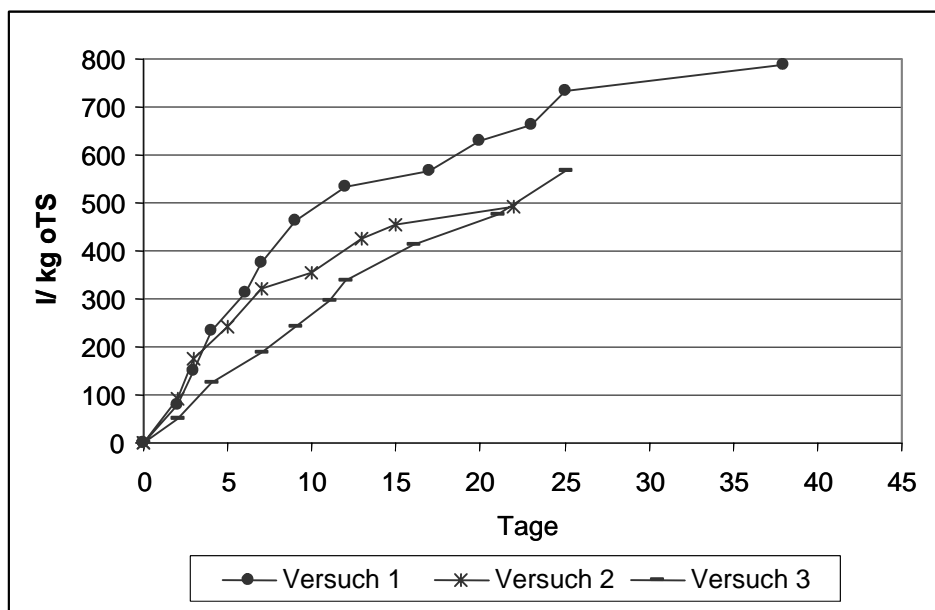


Abbildung 2 Landschaftspflegematerial: Biogaserträge in Abhängigkeit von der Verweilzeit

Der Biogasertrag nimmt mit Dauer der Verweilzeit zu. So wurde bei einer Verweilzeit von fünf Wochen ein Biogasertrag von 778 l/kg oTS erzielt. Der Biogasertrag lag bei einer Verweilzeit von drei Wochen bei 493 l/kg oTS und bei einer Verweilzeit von vier Wochen bei 565 l/kg oTS. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass die üblichen Verweilzeiten von drei und vier Wochen zu kurz sind, da eine Verweilzeit von fünf Wochen zu einer signifikanten Steigerung der Biogaserträge führt. Die optimale Verweilzeit von Landschaftspflegematerial in Biogasanlagen muss jedoch in Laborversuchen und in der Praxis weiter untersucht werden.

Die in den Versuchen erzielten Biogaserträge von Landschaftspflegematerial werden im Folgenden mit Mais und Gras von Intensivgrünland verglichen. Dabei wird von einer

Verweilzeit von 25 Tagen ausgegangen. In der Abbildung 3 wird der mittlere Biogasertrag, der in den Laborversuchen mit Landschaftspflegematerial ermittelt wurde, mit Literaturangaben zum Biogasertrag von Mais und Grass verglichen (Tabelle 2).

Tabelle 2 Biogas- und Methanausbeute: Mais, Gras und Landschaftspflegematerial

	Biogas [l/ kg oTS]
Mais	779
Gras	645
Landschaftspflegematerial	621

Der Biogasertrag ist bei Mais erwartungsgemäß (779 l/ kg oTS) am höchsten. Die Biogasausbeute von Gras (645 l/ kg oTS) und Landschaftspflegematerial (621 l/ kg oTS) liegen dabei ungefähr in der gleichen Höhe. Gegenüber Mais werden mit Landschaftspflegematerial bzw. Gras über 100 l/ kg oTS Biogas weniger erzeugt.

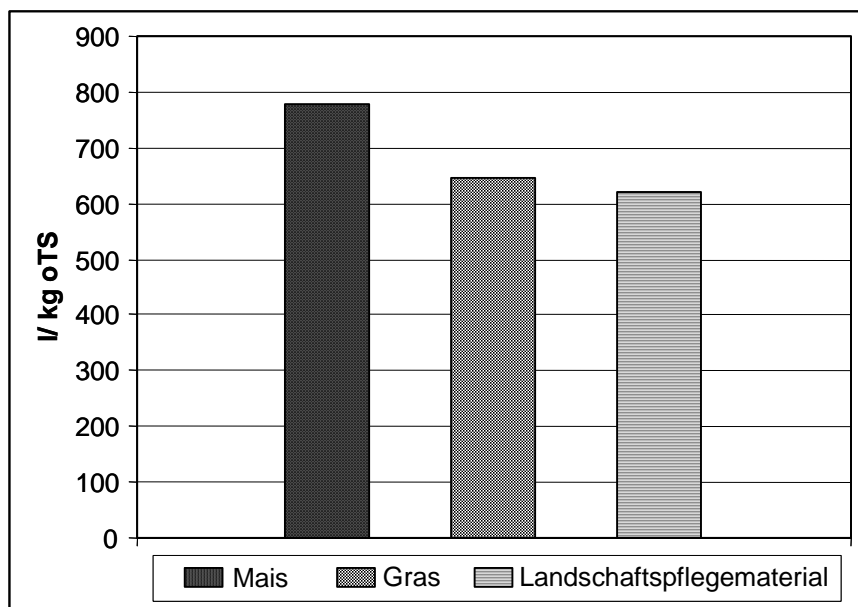


Abbildung 3 Biogasausbeute von Landschaftspflegematerial im Vergleich mit Grassilage und Maissilage.

4.2. Methanerträge

Der Methangehalt korreliert mit dem Energiegehalt im Biogas. Aus diesem Grund werden folgend die Methanerträge von Landschaftspflegematerial mit denen von Mais und Gras verglichen. In der **Tabelle 3** sind die Methanerträge von Landschaftspflegematerial, Mais und Gras dargestellt. Beim Landschaftspflegematerial handelt es sich um die Ergebnisse aus den Laborversuchen. Die Methanerträge von Mais und Gras sind der Literatur entnommen.

Tabelle 3 Methanertrag von Landschaftspflegematerial im Vergleich mit Mais und Gras

	Methanertrag [l/ kg oTS]
Mais [2]	363
Gras von Intensivgrünland [2]	334
Landschaftspflegematerial	265

Dabei lässt sich feststellen, dass mit Mais erwartungsgemäß die höchsten Methanerträge (363 l/ kg oTS) erzielt werden können [2]. Der Methanertrag von Gras ist mit 334 l/ kg oTS erheblich höher als der Methanertrag von Landschaftspflegematerial, der zwischen 249 und 265 l/ kg oTS liegt [2,3]. Die geringen Methanerträge bei Landschaftspflegematerial beruhen auf den geringen Methangehalt von 45- 55 Vol.-% im Biogas.

5. Fazit

Landschaftspflegematerial ist generell zur Biogasproduktion geeignet. Die derzeit üblichen Verweilzeiten von drei bis vier Wochen sollten auf fünf Wochen verlängert werden, da die Biogas- und Methanerträge bei einer Verweilzeit von fünf Wochen signifikant ansteigen. Die Biogas- und Methanerträge von Landschaftspflegematerial sind geringer, als die von Mais und Gras von Intensivgrünland. Die Nutzung von Landschaftspflegematerial kann aber aus wirtschaftlicher Sicht aufgrund der Einführung des Landschaftspflegebonus von 2 ct/kWh für den Biogasanlagenbetreiber in den nächsten Jahren an Bedeutung gewinnen. Es besteht aber noch Forschungsbedarf zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit und der Auswirkung auf die Natur.

6. Literatur

- [1] Deutsches Biomasse Forschungs Zentrum (DBFZ), 2009. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL), 2009. Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht "Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse 2008", März 2009. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/zwischenber_mon_bio.pdf, Juni 2009
- [2] Zielonka, S. et al.. (2009): Vergärung von Grassilage in einer zweiphasigen Prozessführung. In: Wieviel Biogas steckt in Pflanzen?, Bornimer Agrartechnische Berichte, Heft 68, Potsdam-Bornim 2009.
- [3] Rösch, C., 2007. Energie aus Grünland – eine nachhaltige Entwicklung?. Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe 2007.
- [4] Schone, F., 2007. Anforderung an die Energiepflanzenproduktion aus Sicht des Natur- und Umweltschutzes. In Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.), 2007. Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe“ Band 31. Gülzow 2007.
- [5] BMELV- Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, 2006. Die EU-Agrarreform- Umsetzung in Deutschland (Ausgabe 2006). Berlin 2006.
- [6] VDI-Richtlinie 4630 „Vergärung organischer Stoffe“

REGELUNG EINER BIOGASANLAGE MIT HILFE NEURONALER NETZE UND FUZZY-LOGIC

S. Weinrich^{1,2}, C. Wahmkow¹ und M. Nelles²

1. Fachhochschule Stralsund, Fachbereich Maschinenbau, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund

2. Universität Rostock, Institut für Umweltingenieurwesen, Justus-von-Liebig-Weg 6, D-18059 Rostock

Schlüsselwörter: Biogas, Regelungstechnik, künstliche neuronale Netze, Fuzzy-Logic

Zusammenfassung: Die anaerobe Vergärung von Biomasse ist ein hochgradig dynamischer und nichtlinearer Regelungsprozess. Für die Regelung einer landwirtschaftliche Biogasanlage soll somit in einem Kooperationsprojekt mit der STIRL Anlagentechnik GmbH ein neues modellprädiktives Regelungskonzept an einer bestehende Anlage entwickelt und getestet werden. Anhand der Analyse von Messdaten soll ein künstliches neuronales Modell den wahrscheinlichen Verlauf der Vergärung vorhersagen, um schon frühzeitig in den Prozess eingreifen zu können. Mit Hilfe von Fuzzy-Logik ist es außerdem möglich, unscharfe Zusammenhänge in den Prozessdaten zu bewerten und Expertenwissen der Anlagenbetreiber in den Regler zu integrieren. Erste Simulationsergebnisse zeigen, dass die Regelung in der Lage ist, einfache Systeme mit PT1 bzw. PT2 Verhalten zu regeln. Dabei ist die Übertragbarkeit auf den Biogasprozess anhand detaillierter Messdaten noch nachzuweisen.

Summary: The anaerobic digestion of biomass is a highly complex, dynamic and nonlinear control task. In cooperation with the Fachhochschule Stralsund and STIRL Anlagentechnik GmbH a new model predictive control method is to be installed into an agricultural sized biogas plant. To include additional information and intermittent measured values a process model on the basis of artificial neural networks is integrated in the control loop. Moreover, fuzzy control is applied to identify diffuse trends and evaluate linguistic expert knowledge. Simulation results prove that the developed feedback control system is able to master simple control tasks. Yet it remains to verify the capabilities of the algorithm to control a biogas plant based on the measurements of a running large scale digester.

1. Einleitung

Seit dem Jahr 1999 hat sich die Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland von 850 auf etwa 4.000 Anlagen im Dezember 2008 mehr als vervierfacht. Mit einer installierten Gesamtleistung von ungefähr 1.400 MW_{el} betrug die Stromerzeugung aus Biogas im Jahr 2008 etwas 8,1 TWh [1]. Bei einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 3500 kWh für 3 Personen lassen sich damit rund 2,3 Millionen Haushalte mit Strom versorgen. Zudem steigt mit den Novellen des Erneuerbaren Energie Gesetzes (EEG) 2004 und 2009 die Attraktivität für die Betreiber durch

- eine moderne Gasaufbereitung und innovative Anlagentechnik,
- die Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen,
- die Nutzung der Abwärme bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

die Ökonomie ihrer Anlage zu erhöhen, sodass auch in den kommenden Jahren mit einem weiteren Zuwachs in der Biogasbranche gerechnet wird. Dabei kann die Auslastung der vorhandenen Kapazitäten auch weiterhin verbessert werden, da viele Anlagen niedrige Volllaststundenzahlen

aufweisen und Probleme mit der Prozessbiologie eine häufige Störungsursache sind. Trotz vieler Neuentwicklungen auf dem Gebiet der Anlagentechnologie, gibt es jedoch für die Überwachung und Regelung des biologischen Prozesses bisher keinen definierten Standard.

So scheuen viele Anlagenbetreiber aus Kostengründen eine adäquate messtechnische Ausstattung, sodass eine sichere Anlagenregelung hier unmöglich wird. Werden jedoch die Verluste berücksichtigt, welche eine ernsthafte Störung oder sogar Umkippen der Biologie in der Anlage verursacht, kann eine umfassende Prozessüberwachung schnell gerechtfertigt sein. In der Vergangenheit wurden Regelungsverfahren, welche auf dem klassischen PID-Regler, Fuzzy-Logic, Expertensystemen, physikalischen oder empirischen bzw. neuronalen Modellen basieren, getestet. Auch wenn einzelne Regelkreise im Labormaßstab sehr gute Führungs- und Störverhalten aufwiesen, ist die Übertragbarkeit der im Labor getesteten Regelungskonzepte auf praxisrelevante landwirtschaftliche Biogasanlagen noch nachzuweisen [2].

2. Modellbasierte Regelung einer landwirtschaftlichen Biogasanlage

In Zusammenarbeit mit der STIRL Anlagentechnik GmbH entwickelt die Fachhochschule Stralsund ein neues Regelungsverfahren für eine bestehende großtechnische Biogasanlage (500 kW_{e1}) am Standort Krempin. Mit Hilfe einer modellprädiktiven Regelung soll die Beschickung beider 900 m³ Fermenter gezielt geregelt werden, sodass die Anlage auch bei einer Substratumstellung oder Prozessstörung stabil im gewünschten Leistungsbereich des BHKW läuft. Um den anaeroben Vergärungsprozess (Nassfermentation) anhand zusätzlicher Messwerte und Kenngrößen besser bewerten und den möglichen Verlauf vorhersagen zu können, soll ein künstliches neuronales Netz in den Regelkreis integriert werden. Durch die Verwendung von Fuzzy-Logic lässt sich zudem auch Expertenwissen in Form linguistischer Aussagen in die Regelung einbinden.

2.1. Künstliche Neuronale Netze

Die Theorie der *künstlichen neuronalen Netze* (KNN) beschreibt informationsverarbeitende Modelle, welche aus einer Vielzahl einfacher Einheiten oder Neuronen bestehen, die sich Informationen über gerichtete Verbindungen zusenden. Ist der Aufbau eines Neurons vergleichsweise simpel, so beruht die Leistungsfähigkeit neuronaler Netze auf dem Zusammenschluss vieler Neurone zu einem komplexen Verbund, Abbildung 1. Ein wesentliches Element dieser Informationsverarbeitung ist die Lernfähigkeit, eine Aufgabe, wie zum Beispiel ein Klassifikationsproblem, selbstständig aus Trainingsbeispielen zu lernen,

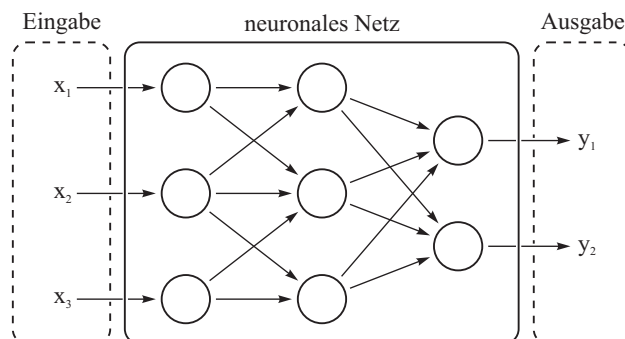


Abbildung 1: Aufbau eines künstlichen neuronalen Netzes

ohne dabei genaue Kenntnisse über die Zusammenhänge des Problems selbst zu haben. Somit lassen sich mit Hilfe neuronaler Netze komplexe Systeme simulieren ohne genaue Kenntnisse über die physikalischen Grundlagen des Prozesses zu besitzen.

Für die Abbildung der fermentativen Vergärung in einer Biogasanlage wurden in der Vergangenheit vereinzelt neuronale Netze verwendet. Da hier für die Beschreibung der zeitabhängigen Prozesse meist nur rudimentäre statische Netze verwendet wurden, war die Auswertung mit hohem Daten-

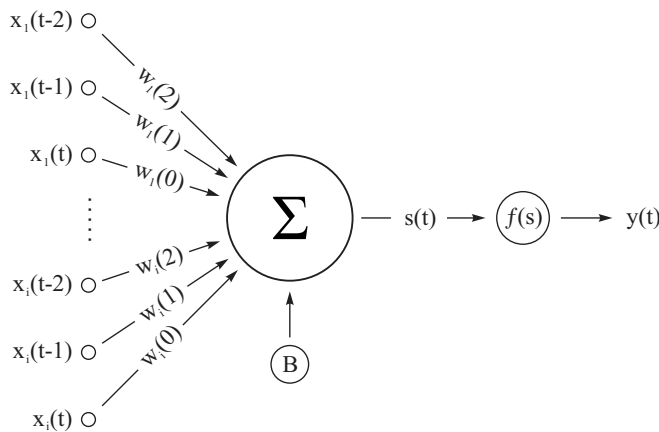


Abbildung 2: Aufbau eines FIR-Neurons

und Rechenaufwand verbunden [vgl. 3]. Zudem wurde die Prozessdynamik häufig nur in der Eingabe-schicht der Netze durch zusätzliche Eingabegrößen, wie beispielsweise mit $x_1 = a(t)$, $x_2 = a(t-1)$ und $x_3 = a(t-2)$, berücksichtigt. Um nun das stark zeitabhängige Verhalten der einzelnen Kenngrößen gezielt auch innerhalb der Netzstruktur verarbeiten zu können, wurde die Klasse des *Finite Impulse Response – Multilayer Perceptrons* (FIR-MLP) für die Simulation der Prozesse der Biogasanlage

gewählt. So berücksichtigt die Berechnung des Ausgabewertes $y(t)$ eines einzelnen Neurons nicht nur den Eingangswert zum Zeitpunkt $x_i(t)$, sondern auch Vergangenheitswerte von $x_i(t)$, $x_i(t-1)$ bis $x_i(t-n)$, Abbildung 2. Mit jedem diskreten Zeitsprung verschiebt sich so der interne Speicher um eine Zeiteinheit. Die Ausgabe des Neurons lässt sich dann ähnlich der diskreten Faltung zu

$$s(t) = \sum_i \sum_n w_i(n) \cdot x_i(t-n)$$

$$y(t) = f(s) = \tanh(s(t))$$

errechnen. Mit Hilfe der Lernstrategie *temporal backpropagation* [4] ist das neuronale Netz damit in der Lage, den Verlauf der zeitabhängigen Kenngrößen zu erlernen. Im Rahmen der Auswertung einzelner Testsignale war es dem FIR-Modell möglich, überlagerte periodische Testsignale abzubilden und vorherzusagen. Selbst verrauschte Muster konnte das neuronale Netz bei ausreichender Periodenzahl erkennen und als gemittelte Ausgaben vorhersagen. Dabei hängt die Abbildungsfähigkeit des neuronalen Modells entscheidend von der Qualität der aufbereiteten Messdaten ab.

2.2. Fuzzy-Regelung

Die Fuzzy-Regelung nutzt die Möglichkeit mit Hilfe der Fuzzy-Logic menschliche Entscheidungen in Form unscharfer Aussagen, wie zum Beispiel „WENN x klein, DANN y groß“ technisch nachzubilden. Jeder linguistische Zustandsbegriff wie z.B. „klein“ oder „groß“ wird dabei einer Zugehörigkeitsfunktion $\mu(x)$ zugeordnet, sodass ein scharfer Eingangswert x damit durch einen

bestimmten Zugehörigkeitsgrad zu einer unscharfen Aussage definiert ist, Abbildung 3. Durch einen geeigneten Inferenzmechanismus lassen sich die Funktionswerte aus den Fuzzy-Mengen der Prämissen auf die der Konklusionen abbilden. Die resultierende Ausgabemenge ist dann über ein entsprechendes Defuzzifizierungsverfahren, wie zum Beispiel die Schwerpunktmethode, wieder in einen scharfen Ausgabewert zu überführen. Damit bietet die Fuzzy-Regelung die Möglichkeit, Erfahrungswissen über komplexe Prozesse und Verfahren in einem technischen Regler zu verwenden. Auch der anaerobe Biogasprozess in Laboranlagen konnte so anhand linguistischer Aussagen unter Stressbedingungen (Substratwechsel oder Temperaturschock) stabil geregelt werden [vgl. 5]. Um zudem eine automatische Anpassung an den jeweiligen Prozesszustand zu gewährleisten wurde ein *Fuzzy Adaptive Learning Control Network* (FALCON) [6] implementiert und anhand einfacher Übertragungsfunktionen erfolgreich getestet. Dabei bleibt die Schwierigkeit das zum Teil intuitive Wissen der Anlagenbetreiber in kurzen und prägnanten Formulierungen zu konkreten Prozessparametern klar zu gliedern.

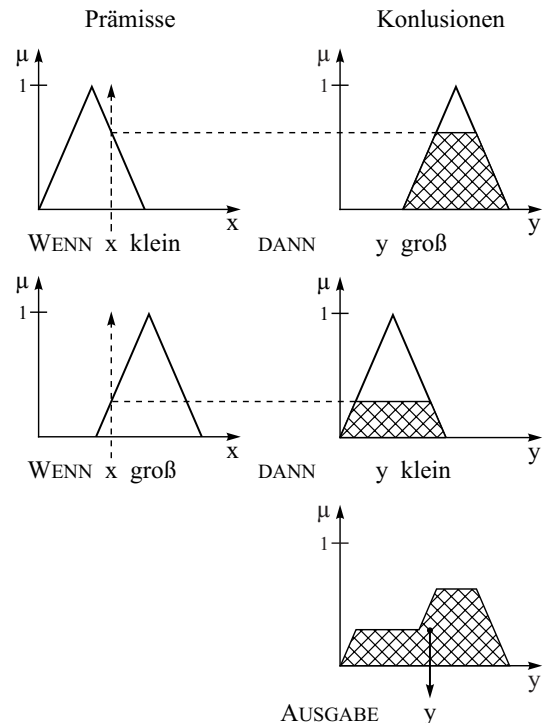


Abbildung 3: Funktionsschema eines Fuzzy-Reglers

2.3. Modellprädiktive Regelung

In der Industrie wird die modellprädiktive Regelung bzw. *Modell Predictive Control* (MPC) heute vielfach in der Verfahrenstechnik, wie zum Beispiel für die Regelung einer Rektifikationskolonne (mehrstufige Destillation), bei der Papierherstellung oder in Zementwerken, verwendet. In Abhängigkeit möglicher Stellgrößen $u(t+1)$ errechnet ein zeitdiskretes Modell dabei den möglichen zukünftigen Zustand $y(t+1)$ des Systems und ermöglicht damit über einen Optimierungsalgorithmus eine Anpassung der Stellgrößen, um die Regeldifferenz $e(t+1)$ in der Zukunft zu minimieren, Abbildung 4. Für die Regelung einer Biogasanlage soll nun das gewählte neuronale Netz mit Messdaten der Anlage trainiert werden, um das nichtlineare Übertragungsverhalten des Biogasprozesses im neuronalen Modell abbilden und vorhersagen zu können. Ein möglicher Ansatz für die Optimierung ist dann die Minimierung der Fehlerfunktion anhand der ersten Ableitung

$$\frac{de}{du} = 0 \quad \text{mit} \quad e(t+1) = y(t+1) - w(t+1).$$

Da aufgrund der nichtlinearen Übertragungsfunktion des neuronalen Netzes eine direkte analytische Lösung gerade bei großen Netzstrukturen und mehreren Stellgrößen nicht mehr berechenbar ist, wurde die Anpassung der Stellgrößen über ein iteratives Gradientenabstiegsverfahren mit

$$u_i(k+1) = u_i(k) - \eta \cdot \frac{\partial e}{\partial u_i}$$

realisiert. Die Lernrate η kennzeichnet dabei die Schrittweite auf der Fehlerfunktion in Richtung eines lokalen oder globalen Minimums. Gerade bei vielen Iterationsschritten k und ausreichend kleinen Lernraten ist es der Regelung möglich, geeignete Stellgrößen $u(t+1)$ zu finden.

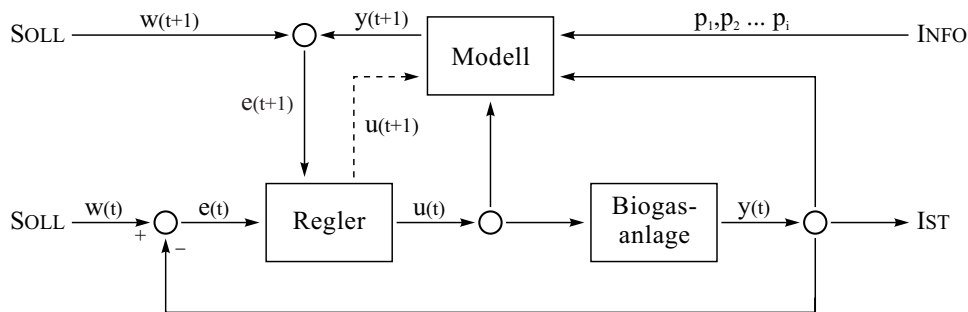


Abbildung 4: Blockschaltbild einer allgemeinen modellprädiktiven Regelung für eine Biogasanlage

3. Erste Ergebnisse

Mit Hilfe des allgemeinen modellbasierten Regelungskonzepts lassen sich unter der Verwendung künstlicher neuronaler Netze einfache Regelstrecken mit PT1 oder PT2 Verhalten gut regeln. Entscheidend ist dabei die Abbildungsfähigkeit des neuronalen Netzes, um in Abhängigkeit der jeweiligen Stellgrößen mögliche Zukunftswerte vorhersagen zu können. Dabei ist das Modell immer nur so genau, wie die Daten an dem es trainiert und verifiziert wurde.

Im Rahmen des Kooperationsprojekts hat es sich gezeigt, dass es unter realen praktischen Bedingungen außerordentlich schwierig ist, detaillierte, kontinuierliche und fehlerfreie Messdaten zu erhalten, um den komplexen Abbauprozess der Biologie im Fermenter abbilden zu können. Das gleiche gilt auch für die Definition von konkreten Aussagen in Form von Regeln, um Abhängigkeiten als Fuzzy-Mengen in den Regelkreis zu integrieren.

4. Literatur

- [1] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung, Stand Juni 2009
- [2] LIEBETRAU, Jan: *Regelungsverfahren für die anaerobe Behandlung von organischen Abfällen*, Manuskripte zur Abfallwirtschaft, Rhombos Verlag, 2008
- [3] HOLABUR, Peter; ZANI, Loredana: Optimisation of Anaerobic Digestion using Neural Networks. In: LENS, Piet (Hrsg.): *Biofuels for Fuel Cells*, IWA Publishing London, 2005

- [4] WAN, Eric: Finite Impulse Response neural networks with applications in time series prediction, Stanford University, Dissertation, 1993
- [5] SCHERER, Paul et al.: Entwicklung einer Fuzzy-Regelung für eine Hochdurchsatz-Biogasanlage. In: GÜLZOWER FACHGESPRÄCHE: Messen, Steuern, Regeln bei der Biogaserzeugung, FNR, 2008
- [6] LIN, Chin-Teng; LEE, C.S. George: *Neural network-based fuzzy logic control and decision system*, IEEE Transactions on Computers, Vol. 40 / Nr. 12, 1991

SOME ASPECTS OF COOPERATION OF WIND POWER FARMS WITH POWER SYSTEM

M. Zenczak

West Pomeranian University of Technology, Gen. Sikorskiego 37, Pl 70-313 Szczecin, mzenczak@zut.edu.pl

Keywords: wind power farm, power system, power system protection, neutral point, earth fault current.

Abstract: Wind power farms in power system create many new problems. First of all the prediction of production of electrical energy is much more complicated than in coal power station. Structure of wind power farms is quite different than structure of conventional big power station. The total length of medium voltage installation may be so high, that compensation of earth fault current may be necessary. Wind power farms must cooperate with power system protection: distance protection, frequency protection, automatic load shedding and autoreclosing. The above mentioned facts are sufficient reason for their analysis. The paper presents these problems connected with cooperation of wind power farms with power system taking into consideration adequate regulations.

1. Introduction

Wind power farms (WPF) in power system create many new problems. The bigger WPF is the stronger its impact on power system. This paper concerns on WPFs connected to high voltage grid (110 kV and above). Therefore there are three levels of voltage. Single wind power plant is equipped in low voltage (LV) generator. The energy from generator is transformed on the medium voltage (MV) level in generator transformer. WPF contains many single wind power plants which are connected by MV lines (mainly cable lines) to the transformer HV/MV. Structure of WPF is quite different than structure of other conventional electric power stations. The total length of medium voltage installation may be quite long because distances between particular wind turbines must not be too short. Therefore problems with exploitation of MV lines rise. The suitable method of working of neutral point should be chosen.

WPF is connected to point of common coupling (PCC) by HV transmission lines. The distance between WPF and PCC may be very short (about 100 m) or long (tens of kilometers). Connection of new WPF changes ratio X_0/X_1 , which should be in some range. Therefore there is problem with connecting of neutral point of transformer HV/MV on HV side. Above mentioned problems causes, that the choice of way of working of neutral point on LV, MV and HV sides of WPF should be exact analyzed.

The second group of problems is cooperation of protection of WPF with protection in power system: especially distance protection, frequency protection, automatic load shedding and autoreclosing.

The choice of method of working of neutral points in WPF and cooperation of protection of WPF with protection in power system should fulfill requirements from adequate regulations [1, 2], which ensure the proper functioning of power system as a whole.

2. Methods of working of neutral point in wind power farms

There are generally three levels of voltage in WPF. The most popular way of connection of WPF to HV power system presents figure 1. Generator works with LV, where the neutral point is connected directly to ground. In HV installation neutral point should be effectively grounded. It means that the special requirements should be fulfilled. In MV installations many methods of working of neutral

point are used. In order to choose the proper method of working of neutral point in MV installation the following criteria should be taken into consideration:

- Earth fault overvoltages,
- Selective detection and liquidation of faults,
- Electric shock protection,
- Reliability,
- Costs.

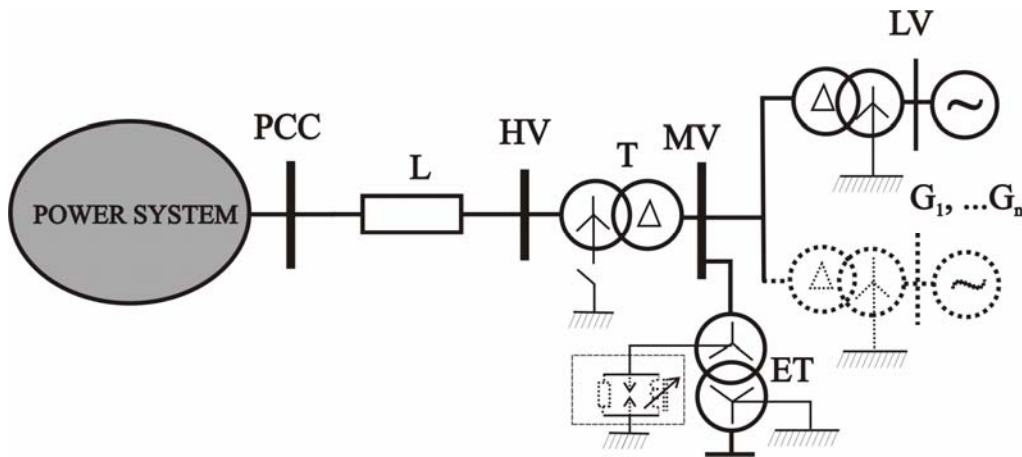


Fig. 1. Connection of WPF to power system

2.1. Method of working of neutral point in wind power station

Most of generators in wind power stations (power about 2 MW) work with LV. The voltage of stator is equal 690 V. Generator is connected through the inverter (not demonstrated in Fig. 1) to transformer MV/690/480. In LV (480 V and 690 V) there are star connected windings. Neutral point is connected to the ground directly. Producers of wind power stations recommend resistance of grounding lower than 10 Ω , but the final value depends on rules in country. Value 10 Ω is not difficult to achievement. LV and TN-system create safe conditions for engineering personnel.

2.2. Method of working of neutral point on HV side in transformer HV/MV

According to polish rules [1] network of voltage 110 kV and above should work with directly grounded neutral point so as the coefficient of earth fault is not higher than 1.3 in 220 kV and 400 kV grids and 1.4 in 110 kV grids. These requirements are fulfilled when:

$$\text{For 220 kV, 400 kV: } 1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 2 \quad \text{and} \quad \frac{R_0}{X_1} \leq 0,5, \quad \text{for 110 kV: } 1 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3 \quad \text{and} \quad \frac{R_0}{X_1} \leq 1 \quad (1)$$

Where: X_1 , X_0 , R_0 – reactances and resistance for particular symmetrical components. Before connection of WPF to power system the following relations are valid:

$$X_1 = X_{1PS}, \quad X_0 = X_{0PS}, \quad k_1 = \frac{X_0}{X_1} = \frac{X_{0PS}}{X_{1PS}} \quad (2)$$

After connection of WPF with unearthed neutral point the coefficient $k_2 = X_0/X_1$ is equal:

$$k_2 = \frac{X_0}{X_1} = k_1 \left[1 + \frac{X_{1PS}}{X_{1L} + X_{1T} + X_{1WPF}} \right] \quad (3)$$

Coefficient $k_2 > k_1$, but the longer line (X_{1L}), the lower increase of k_2 in comparison to k_1 . After connection of WPF with earthed neutral point coefficient $k_2 = X_0/X_1$ changes:

$$k_3 = \frac{X_0}{X_1} = k_1 \left(\frac{X_{1PS} + X_{1L} + X_{1T} + X_{1WPF}}{X_{1L} + X_{1T} + X_{1WPF}} \right) \left(\frac{X_{0L} + X_{0T}}{X_{0PS} + X_{0L} + X_{0T}} \right) \quad (4)$$

According to regulations [2] short-circuit power in PCC should be at least 20 times higher than nominal power of WPF. Thus $X_{1PS} \ll X_{1L} + X_{1T} + X_{1WPF}$. Therefore for short lines $k_1 > k_3$ but for long lines $k_3 > k_1$. For typical components of power system: $S_{kPS}'' = 1000[\text{MVA}]$, $X_{0L} = 2.8X_{1L}$, $T : U_Z = 11\%$, $\vartheta = 115/31.5$, $S_n = 50[\text{MVA}]$, $X_{0T} = 0.85X_{1T}$, $X_{1F} = 65[\Omega]$. Coefficient $k_3 > k_1$ for the line longer than 25 km ($k_1 = 0.5$) and 90 km ($k_1 = 1$). WPF changes ratio X_0/X_1 , therefore transformer HV/MV should be equipped in switchgear for connection of neutral point in HV side.

2.3. Methods of working of neutral point on MV installation of WPF

MV installation in WPF is similar to common MV grid. However there are some differences. First of all the choice of voltage of MV installation is optional and depends on voltage of wind power station. The higher voltage, the lower energy loss, therefore the voltage 30 kV is used very often, although the standard voltage for MV line in Poland is 15 kV or 20 kV. On one hand side area for WPF are not vast because of costs. On the other hand distances between particular wind power stations should be enough long. If there is mainly one direction of wind, the wind power stations are situated in one row. If there are winds from different directions, the wind power stations can be situated in rectangle. Fig 2 shows configurations of WPFs.

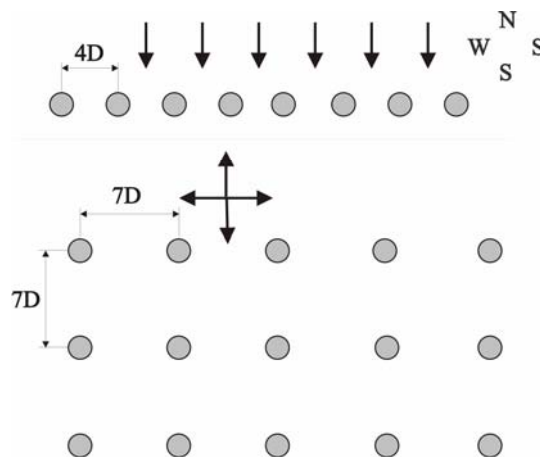


Fig. 2. Configurations of WPFs (D – diameter of turbine)

Using principles from fig. 2 there is possibility to estimate the total length of MV installation on WPF. For example $P = 24.2=48 \text{ MW}$, $D = 90 \text{ m}$, then length of MV grid must be higher than 8.64 km for the row and 12.6 km for the rectangle. The additional cable lines between HV/MV transformer should be taken into account. Therefore the total length of MV grid is anywhere from ten to twenty. Table 1 presents parameters for typical cable lines 30 kV.

Table. 1. Parameters for typical cable lines 30 kV

Cross section [mm ²]	Specific capacitance [μF/km]	Specific current [A/km]
300	0.24	3.99
240	0.23	3.72
185	0.21	3.35
120	0.18	2.90
70	0.15	2.46

When the total length of 30 kV cable line is 15 km, specific capacitance 0.21 μF/km, then the total current is about 50 A.

The following methods of working of neutral points are used in MV grid:

- Unearthed neutral point,
- Neutral point earthed by compensation reactor,
- Neutral point earthed by resistor or parallel connection of resistor with reactor,
- Neutral point earthed by compensation reactor with automatics of extorsion of active component of earth fault current.

Unearthed point has advantages:

- Cheap and unfailing,
- Small earth fault current,
- Possibility of working with earthed phase.

Unearthed point has disadvantages:

- Big earth-fault overvoltages,
- Difficult identification and location of fault,
- Small earth fault current can cause big damages during long time.

Neutral point earthed by compensation reactor has advantages:

- Limiting of earth fault current to minimum,
- Easy identification and location of faults especially with automatics of extorsion of active component of earth fault current.

Neutral point earthed by compensation reactor has disadvantages:

- Big earth-fault overvoltages,
- Additional costs.

Neutral point earthed by resistor has advantages:

- Small overvoltages,
- Easy identification and location of faults,
- Limited earth fault current,
- Relatively low additional costs,
- High reliability.

Neutral point earthed by resistor has disadvantages

- The highest risk of electric shock.

Value of total earth fault current about 50 A indicates that the unearthed neutral point should not be used. Nowadays the neutral point earthed by resistor is used very often. Value of resistance should fulfill the relationship:

$$R = (1 \div 2,5) \frac{1}{3\omega C_0} \quad (5)$$

This value limits overvoltages and causes difficulties in arc reignition.

3. Wind power farms and power system protection

3.1. Ground fault protection of MV grid of WPF

Way of working of neutral point in MV installation of WPF has great influence on functioning of power system protection. If neutral point is unearthed then identification and location of fault by simple overcurrent protection is possible when exists setting value I_{rp} fulfilling relationship:

$$\frac{I_{0S} - I_{0L}}{k_c} \geq I_{rp} \geq k_b I_{0L} \quad (6)$$

Where I_{0L} – zero sequence component current of single MV transmission link, I_{0S} – zero sequence component current of total MV grid in WPF, k_c – coefficient of sensitivity ($k_c = 2$), k_b – factor of safety ($k_b = 2$ for time delay protection, $k_b = 4$ for instantaneous protection). Relationship (6) is possible if amount of links (n) fulfils:

- for instantaneous $n \geq k_b k_c + 1 = 9$,
- for time delay protection $n \geq k_b k_c + 1 = 5$.

If structure of MV grid does not fulfill relationship (6), the other protection should be used: automatics of extorsion of active component of earth fault current, angular or admittance protection.

3.2. Other problems of cooperation of WPF with power system protection

WPFs are equipped in frequency protection. On the other hand there is automatic load shedding in PCC. Time delays of frequency protection of WPF are longer than time delays of automatic load shedding [3]. Therefore the first is operation of automatic load shedding in PCC and after that WPF begins control of power. The frequency protection of WPF may be faster than automatic load shedding only for frequency below 47 Hz.

Autoreclosing and distance protection cooperating with autoreclosing are typical protections used in HV line. WPF disturbs operation of distance protections in lines connected to PCC and to neighbouring substations. There are two solutions: correction of setting values in distance protection in these lines or application of differential protection instead of distance protection. Application of autoreclosing in HV line connecting WPF to PCC is controversial. WPF should be switched-off faster than line. Then WPF does not feed short-circuit and there are not current and voltage in fault point. WPF can be connected to PCC after some time since successful autoreclosing. Therefore the good solution is equipped HV line in autoreclosing only in PCC.

4. Conclusions

Above mentioned problems do not contain all the phenomena related to cooperation of WPF with power system. However they show how important is method of working of neutral points in WPF and cooperation of protection of WPF with protection in power system.

5. References

- [1] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, *Dziennik Ustaw RP*, 2007, Nr 93, poz. 623 (Polish rules)
- [2] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej. 3 lipiec 2008, EnergiaPro. S.A. (Instruction book of operation of distribution network)
- [3] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. PSE-Operator S.A. 5 listopada 2007 (Instruction book of operation of transmission network)

DIE KOHLE ALS RESERVEBETRIEBSSTOFF FÜR DIE SCHIFFE

W. Zeńczak

Westpommersche Technische Universität Szczecin, Fakultät für Meerestechnik Al. Piastów 41, 71-065 Szczecin PL
wojciech.zenczak@zut.edu.pl

Schlüsselwörter: Kraftstoffe, Umweltschutz, Schiffsantrieb, Wirbelschichtdampferzeuger

Zusammenfassung: Für den Schiffsantrieb werden gegenwärtig fast ausschließlich flüssige Kraftstoffe eingesetzt, die aus Erdöl erzeugt werden. Eine absehbare Erschöpfung der Erdölvorräte sowie Umweltschutzgründe veranlassen jedoch zur Suche nach neuen Lösungen für den Betrieb der Schiffsmaschinenanlagen unter Nutzung unkonventioneller Energiequellen. Die Weltkohlevorräte sind erheblich größer als die vom Erdöl. Bis neue energetische Technologien zum Einsetzen auf dem Schiff fertig werden, kann die Kohle als ein Reservebetriebsstoff angesehen werden. In den Kraftwerken gewinnen die Wirbelschichtdampferzeuger gegenwärtig eine bedeutende Rolle. Im Referat wird die Untersuchung solcher Dampferzeuger im Hinblick auf die Anwendung auf den Schiffen dargestellt.

Summary: For ship propulsion are nowadays almost only liquid fuel used, which are from crude oil produced. The expected exhausting of oil deposits and environment respects require searching for new solutions for ship power system work with use if unconventional energy sources. The worldwide coal resources are considerably larger than those of crude oil. If the new power engineering technologies are not sufficiently developed for application on ships, the coal will be used as the reserve fuel. The fluidized bed boilers are getting the predominant position in the land power engineering. The paper presents the research of such boilers in point of view their application on ships.

1. Einführung

Der Vergleich der bekannten Welterdölvorräte mit dem erwarteten Ölverbrauch weist darauf hin, dass die ersten in zirka 30 – bis 40 Jahren wesentlich erschöpft sein werden [1]. Die Situation mit anderen fossilen Betriebsstoffen sieht erheblich besser aus. Die Reserven des Erdgases liegen, je nach der Quelle, im Bereich von 172 bis 192 Bln m³. Bei gegenwärtigem Niveau des jährlichen Abbaus von ca. 3 Bln m³, wird das Erdgas für zirka 60 Jahre ausreichen [1].

Die beste Situation betrifft die Kohle. Dokumentierte Reserven der Kohle betragen 935 Mld Ton. Obwohl der jährliche Verbrauch von Kohle um etwa 2,5 % wächst, soll sie für zirka 150 bis 180 Jahre ausreichen. Im Gegenteil zu den Ressourcen von Erdöl und Erdgas, die nur in gewissen Gebieten der Welt auftreten, treten die Kohleschichten praktisch in allen Gebieten der Welt auf. Dadurch ist der Zugang zu deren Vorräten wesentlich besser. Das Wachstum vom Kohleverbrauch ergibt sich vor allem aus der Möglichkeit ihrer Ausnutzung zur Produktion von flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen. Eine große Rolle spielt auch bei diesem Wachstum die Schaffung von neuen Clean Coal Technologien, wie z.B. IGCC (*integrated gasification combined cycle*), die in Kraftwerken immer breiter angewendet werden.

Bis die neuen energetischen Technologien wie z.B. Brennstoffzellen zum Einsatz auf den Schiffen bereit werden, kann die Kohle als ein Reservebetriebsstoff für die Schiffe angesehen werden. Eine Begründung dieser These waren die Projekte und der Bau von modernen kohlegefeuerten Schiffe in Italien während der zweiten Ölkrise in den Jahren 1979-1980 [2]. Auch in Polen, Ende achtziger Jahre des zwanzigsten Jahrhunderts, wurde ein Projekt der Fähre für die Linie Swinemünde -Ystad, mit einem Dampfantrieb und kohlegefeuerten Dampferzeuger ausgearbeitet. Der Grund dafür war in der damaligen Zeit zwar nicht die Ölkrise sondern der Mangel an Fremdwehrung. [3].

Die Kohlerückkehr auf die Schiffe wird wahrscheinlich in der ersten Phase in klassischer Form d.h. als ein fester Brennstoff erfolgen.

2. Technologieauswahl

In Kraft- oder Heizkraftwerken gewinnen zunehmend die Wirbelschichtdampferzeuger, darunter insbesondere solche mit zirkulierender Wirbelschicht an Bedeutung.

Die Wirbelschichtdampferzeuger verdanken ihre Position der Fähigkeit zum umweltfreundlichen Brennen von Niederqualitätskohle. Die Schadstoffemissionen sind insbesondere bei Zugabe von Kalk zur Entschwefelung sehr gering. Die Emission von CO₂ ist hier zwar größer als die von Dieselmotoren bei vergleichbaren Leistungen. Es kann aber dieses Problem durch das Abscheiden von CO₂ von Abgasen und danach durch das Versenken im Seewasser gelöst werden. Das sind bedeutende Argumente für das Einsetzen solcher Dampferzeuger auf den Schiffen im Fall der Kohlerückkehr.

Bis jetzt war nur ein Wirbelschichtdampferzeuger auf dem Schiff eingesetzt. Das war jedoch ein Abgasdampferzeuger mit einer stationären Schicht, der im Jahr 1977 auf einem Schiff „Fjordshell“ mit dem Motor Sulzer 6RND76 angewendet wurde.

Die Untersuchungen von Wirbelschichtdampferzeuger im Hinblick auf die Anwendung auf den Schiffen wurden in USA und Japan am Anfang der achtziger Jahre geführt [4, 5]. Mit der Verbesserung der Ölsituation wurden sie vernachlässigt. Sie betrafen jedoch das Verhalten von stationären Schichten während der Schiffsbewegungen auf der Seewellen. Die zirkulierende Wirbelschichtfeuerung weist gegenüber den stationären Wirbelschichten mehrere Vorteile auf. Es zählen dazu:

- bessere Brennstoffnutzung
- größere Breite des einsetzbaren Brennstoffbandes bei geringerem Luftverhältnis
- kleinere Schadstoffemission
- bessere Regelfähigkeit
- höhere Leistungsdichte
- voraussichtlich keine nachteiligen Einflüsse von Schiffsbewegungen und Schiffsschräglagen.

Einige theoretische Untersuchungen wurden in dieser Richtung in Deutschland Ende achtziger Jahre geführt [6]. Es gibt in der Literatur keine Informationen über die experimentellen Untersuchungen des Verhaltens von zirkulierenden Wirbelschichtfeuerungen während der Schiffsbewegungen. Interessant ist auch die Antwort auf die Frage wie diese Bewegungen auf den Wärmeaustausch in der Wirbelschicht wirken. Aus diesen Gründen wurde im Lehrstuhl von Wärmekraftmaschinen und Schiffsmaschinenanlagen ein Laborstand mit einem Model von Wirbelschichtdampferzeuger gebaut.

Eine große Hoheit solcher Dampferzeuger kann ein gewisses Problem bilden. Die Anwendung dieser Technologie sollte auf größeren Schiffen d.h. min. 18000 BRT finden. Auf kleineren Schiffen würde das Einsetzen von druckaufgeladenen Dampferzeuger mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung empfehlenswert.

3. Laborstand zur Untersuchung von Wirbelschichtdampferzeugern

Der Laborstand ist universell. Das bedeutet, dass sowohl die stationären als auch die zirkulierenden Wirbelschichtfeuerungen untersucht werden können. Um die Simulation von Schiffsbewegungen zu ermöglichen, wurde das Modell des Dampferzeugers auf einer schwenkbaren Plattform untergebracht. Zur Vereinfachung wurde angenommen, dass das Schiff nur Seitenschwankungen auf einer regulären Sinuswelle ausübt. Das Schema des Stands ist im Bild 1 dargestellt.

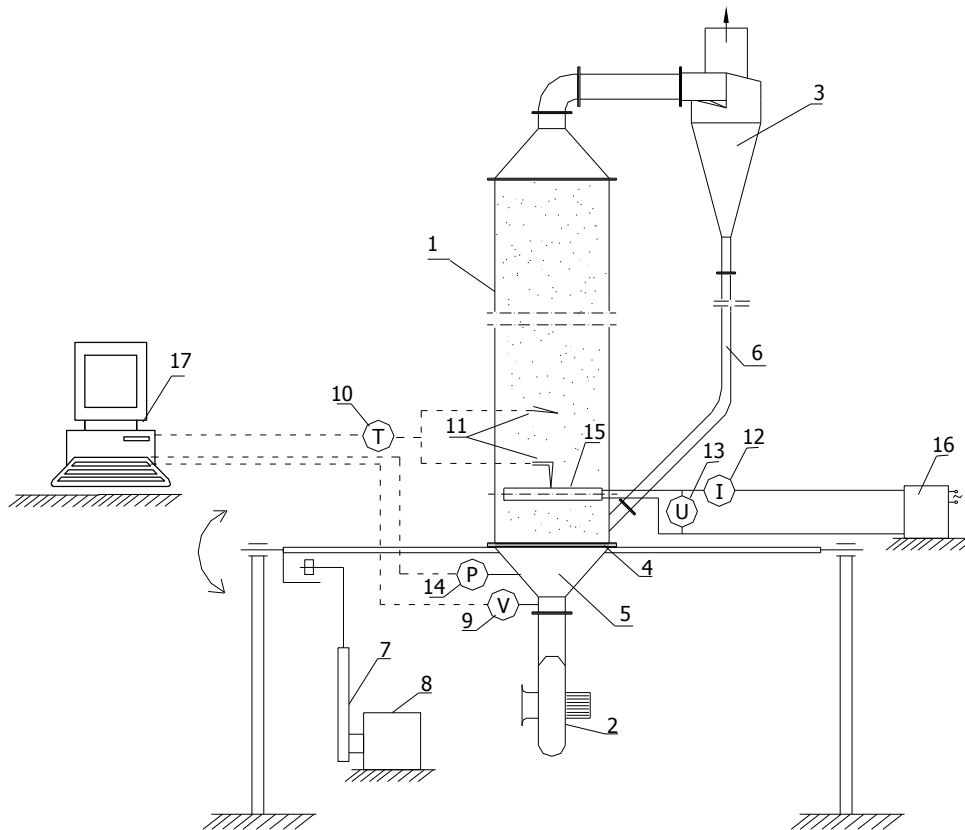


Bild. 1. Schema des Stands: 1- Wirbelschichtreaktor, 2- Luftgebläse, 3- Feststoffzyklonabscheider, 4- Luftverteilung, 5- Luftkiste, 6- Fallrohr, 7- Hubzylinder, 8 - Elektromotor, 9- Thermoanemometer, 10- Temperaturregistrator, 11- Thermoelement, 12 – Strommesser, 13- Spannungsmesser, 14- Druckdifferenzmesser, 15- Heizelement, 16 – Stromversorgung, 17 - Computer

Der Wirbelschichtreaktor bildet ein Plexiglasrohr mit einer Höhe von 2 m und Durchmesser von 0,1m. Dadurch kann das Verhalten der Wirbelschicht während der Bewegung beobachtet werden. Das Gebläse hat stufenlose Drehzahlregelung wodurch der Volumenstrom geändert werden kann. Als Wärmequelle dient ein elektrisches Heizelement in Form von Rohr mit einer Leistung von 0 bis 100 W. Die Messung der Temperatur der Heizelementfläche und der Wirbelschicht erfolgt mittels Thermoelemente. Die Bewegung der Plattform wird mit Hilfe von Elektrohubzylinder realisiert. Die Schwingungsfrequenz kann stufenlos geändert werden.

Zur Ermittlung von lokalen Wärmeübergangskoeffizienten wurde eine statische Methode angenommen. Sie wird auf einem Wärmebilanz für das System: Heizfläche – Wirbelschicht in dem stationären Zustand gestützt [7]. Der ermittelte lokale Wert von Wärmeübergangskoeffizient ist ein mittlerer Wert. Er ergibt sich aus der Newtonschen Gleichung:

$$\alpha_m = \frac{\dot{Q}}{A \Delta t} \quad (1)$$

mit:

\dot{Q} zugeführter Wärmestrom zum System

A Heizelementfläche

Δt Differenz von mittleren Temperaturen der Heizelementfläche und der Wirbelschicht

Der Wärmestrom wird durch die Messung von Leistung des zugeführten Stroms zum Heizelement bestimmt. Als Schüttungsmaterial wurden Mohnkörnern genutzt.

4. Ausgewählte Untersuchungsergebnisse

Im Bild 2 werden die Untersuchungsergebnisse von lokalen Wärmeübergangskoeffizienten in einer stationären Wirbelschicht auf der Linie entlang des Heizelements bei den Schwingungen von Reaktor mit verschiedenen Zeitperioden und im Stillstand dargestellt. Alle Messungen wurden bei der gleichen Einstellung des Gebläses durchgeführt. Die mittlere Luftgeschwindigkeit betrug 4,8 m/s . Wie aus dem Bild zu ersehen ist, steigen die Werte von lokalen Wärmeübergangskoeffizienten mit der Zunahme von Zeitperiode der Schwingung.

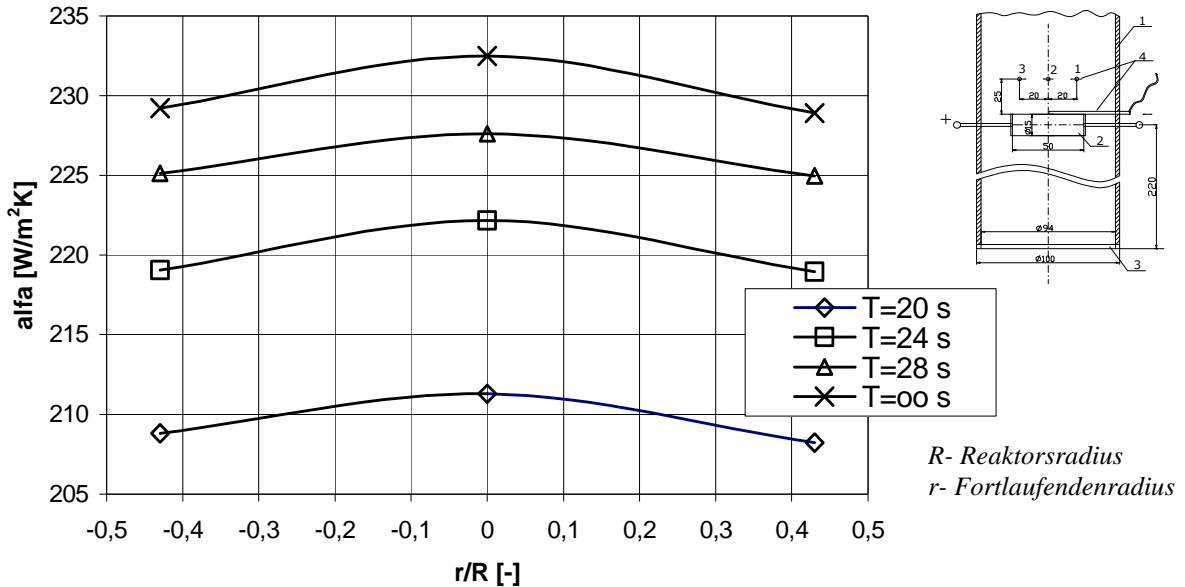


Bild 2. Lokale Wärmeübergangskoeffizienten auf der Linie entlang des Heizelements bei der Schwingungen von Reaktor mit verschiedenen Zeitperioden und beim Stillstand ($T = \infty$)

Im Bild 3 wird der Zeitverlauf vom lokalen Wärmeübergangskoeffizient in zirkulierender Wirbelschicht dargestellt. Während der Untersuchung betrug die Luftgeschwindigkeit 7,2 m/s.

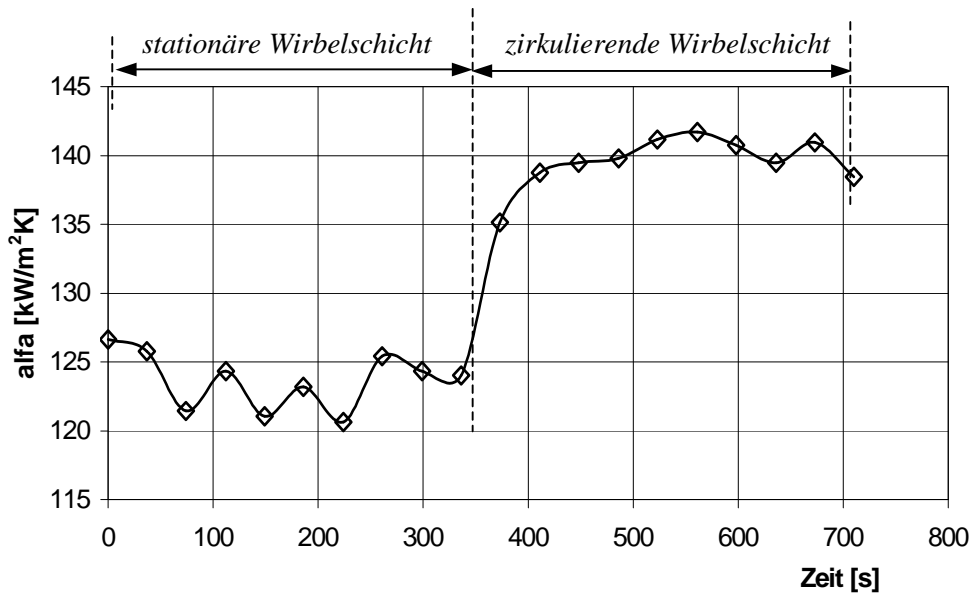


Bild 3. Zeitverlauf vom lokalen Wärmeübergangskoeffizient in zirkulierender Wirbelschicht

Am Anfang blieb der Reaktor unbeweglich und nach zirka 6 Minuten wurde er in Bewegung mit einer Zeitperiode $T=20s$ gebracht. Die ganze Zeit fand die Messung und Registrierung von Parametern statt. Im Gegensatz zur stationären Wirbelschicht werden die Wärmeaustauschbedingungen in zirkulierender Wirbelschicht verbessert. Die Ursache ist eine Aufschüttung der Körne auf die Wand. Die Körne schieben an der Wand herunter und vergrößern die Konzentration der Schicht in der Messstelle. Der Wärmeübergangskoeffizient ist sehr stark von der Konzentration der Körne in der Schicht abhängig [7].

5. Zusammenfassung

Die Kohle kann als Reservebetriebsstoff für die Schiffe betrachtet werden. Im Fall der Kohlerückkehr ist ihre Verbrennung in Wirbelschichtdampferzeugern sinnvoll, da sie mehrere Vorteile gegenüber konventionellen Dampferzeugern aufweisen. Für die großen Schiffe wäre es günstig die Anwendung von zirkulierenden Wirbelschichtfeuerungen. Eigene Untersuchungen auf einem Unikatstand haben gezeigt, dass sich die Wärmeaustauschbedingungen in zirkulierender Wirbelschicht bei der Bewegung des Schiffes verbessern. In der stationären Wirbelschicht werden dagegen die lokalen Wärmeübergangskoeffizienten mit zunehmender Frequenz der Schwingungen kleiner. Es kann festgestellt werden, dass die Dampferzeuger mit zirkulierender Wirbelschicht weniger empfindlich auf die Schiffsbewegung als die mit stationärer Wirbelschicht sind.

Referenzen

- [1] International Energy Outlook 2007, Energy Information Administration, Washington 2007
- [2] Ueda A., VAP/AP Turbine Unit for Coal-Fired Steam Ship, Symposium on Ships for the 1980s – Designing for fuel Economy, Szczecin 1981
- [3] Piskorz- Nałęcki J.W., Uniwersalny prom dla linii Świnoujście –Ystad o napędzie parowymi silnikami tłokowymi i kotłach opalanych węglem, Budownictwo Okrętowe nr 9/87, s. 368-371
- [4] Ikeda S., Ito S., Someya T., An experimental marine fluidised-bed boiler plant, MER October 1983, s.15-17
- [5] Schroppe J.T., Gamble R.L., A Coal Fired Fluidized-Bed Steam Generator for Marine Application, SNAME Transactions, Vol. 89 1981, s. 379-395
- [6] Geisler O., Cousin R., Untersuchung der zirkulierenden Wirbelschicht im Hinblick auf ihre Eignung für den Schiffsbetrieb, TU Hamburg-Harburg 1987, Abschlußbericht
- [7] Zeńczak W., Investigation of Fluidized Bed of the Physical Model of the Marine Fluidized Bed Boiler, Journal of Polish CIMAC , Vol.3 No.1, Gdańsk 2008

Verzeichnis der Autoren

<i>Ahlhaus, Matthias</i>	194	<i>Mackensen, Reinhard</i>	153
<i>Albring, Peter</i>	133	<i>Marschallek, Felix</i>	97
<i>Anklam, Kirsten</i>	168	<i>Mata, Jose Luis</i>	153
		<i>Mendieta, Eduardo</i>	108
<i>Barz, Mirko</i>	194	<i>Miege, Andreas</i>	69, 113
<i>Beller, Matthias</i>	25	<i>Müller, Reinhard</i>	118
<i>Berwanger, Roman</i>	8		
<i>Betsch, Matthias</i>	178	<i>Nelles, Michael</i>	199
<i>Blum, Ludger</i>	16	<i>Newi, Gerald</i>	69
<i>Boddien, Albert</i>	25	<i>Nowak, Władysław</i>	37, 124
<i>Boltze, Matthias</i>	28	<i>Noyes, James R.</i>	25
<i>Borsukiewicz-Gozdur, Aleksandra</i>	37		
<i>Braun, Martin</i>	153	<i>Oettel, Eberhard</i>	133, 142
<i>Brinkmann, Torsten</i>	8		
<i>Brüser, Volker</i>	45, 168	<i>Pestana, Rui</i>	153
<i>Bühl, Jürgen</i>	49	<i>Pohl, Markus</i>	97
		<i>Pongtornkulpanich, Anan</i>	146
<i>Cazorla, Maria Dolores</i>	56		
<i>Clemens, Wulf</i>	8	<i>Quintero, Cesar</i>	153
<i>Dengel, Andreas</i>	8, 16, 60	<i>Rackwitz, Axel</i>	118
<i>Dielmann, Klaus</i>	178	<i>Rickert, Ingo</i>	133
<i>Diwald, Werner</i>	69	<i>Rohrig, Kurt</i>	153
<i>Dobschinski, Jan</i>	153		
<i>Dörr, Heinz-Kurt</i>	16	<i>Sandlaß, Hans</i>	164
		<i>Savastenko, Natalie</i>	168
<i>Ehret, Oliver</i>	72	<i>Schimanski, Sven</i>	69
<i>Eliasz, Jacek</i>	79	<i>Schmuhl, Andreas</i>	168
		<i>Schrum, Peter</i>	133
<i>Fliß, Thomas</i>	60	<i>Spinadel, Erico</i>	173
		<i>Sponholz, Christian</i>	69, 113
<i>Gärtner, Felix</i>	25	<i>Stachel, Aleksander A.</i>	124
<i>Gamallo, Florencio</i>	69	<i>Steinbrecht, Dieter</i>	178
<i>Gawełek, Piotr</i>	79	<i>Sukchai, Sukruedee</i>	146
<i>Gesino, Alejandro J.</i>	153	<i>Surkus, Annette-E.</i>	25
<i>Groß, Bodo</i>	16, 86, 92		
		<i>Tänzer, Guillem</i>	184
<i>Heddrich, Marc</i>	97	<i>Spyros, Thomas</i>	189
<i>Hoting, Björn</i>	8	<i>Tuaschke, Martin</i>	133
<i>Jahn, Matthias</i>	97	<i>Varkaraki, Elli</i>	189
<i>Junge, Henrik</i>	25, 168	<i>Vincent, Tristan</i>	178
		<i>Vogel, Telse</i>	194
<i>Kampet, Tobias</i>	102	<i>Wahmkow, Christine</i>	199
<i>Karden, Conrad</i>	97	<i>Weinrich, Sören</i>	199
<i>Kaufmann, Steffen</i>	113	<i>Weltmann, Klaus-Dieter</i>	45
<i>Keller, Marco</i>	16	<i>Wendt, Paul</i>	113
		<i>Wenske, Michael</i>	69
<i>Lange, Bernhard</i>	153	<i>Wessel, Arne</i>	153
<i>Lehmann, Jochen</i>	69	<i>Wolff, Martin</i>	153
<i>Loges, Björn</i>	25		
<i>Luschtinetz, Thomas</i>	69, 113	<i>Zeńczak, Michał</i>	205
		<i>Zeńczak, Wojciech</i>	219

Notizen



Fachhochschule Stralsund
Zur Schwedenschanze 15
D-18435 Stralsund

IRES Institut für Regenerative
EnergieSysteme
www.IRES.biz
www.komplexlabor.de

Zentrale
Fon +49 3831 455
Fax +49 3831 456680
www.fh-stralsund.de

