



IFEU Institut für
Energie und Umwelt e.V.



fachhochschule
university of applied sciences
stralsund



tagungsband
proceedings

energie – symposium

energie – symposium

7. – 9. November 2013

**Nutzung regenerativer Energiequellen
und Wasserstofftechnik**

**NUTZUNG
REGENERATIVER
ENERGIEQUELLEN
UND
WASSERSTOFF-
TECHNIK
2013**

Thomas Lushtinetz und Jochen Lehmann (Hrsg.)



Schirmherrschaft
Erwin Sellering
Ministerpräsident des Landes Mecklenburg-Vorpommern

20. Symposium
Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik
Stralsund, 7. - 9. November 2013

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

© 2013 by: Fachhochschule Stralsund
Alle Rechte vorbehalten

Printed in Germany by:
Digitaldruck Kruse Stralsund

ISBN 978-3-9813334-6-6

Komitee der Konferenz:

Jürgen Garcke, Ulm; Viktor Hacker Graz; Wladyslaw Nowak, Szczecin;
Erico Spinadel, Buenos Aires; Reinhold Wurster, Ottobrunn;
sowie 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 / 45711713
E-mail: Ilona.Noster@fh-stralsund.de

Inhaltsverzeichnis	Seite
Grußwort	6
Vorwort	7
<i>Andrzej Adamkiewicz, Wojciech Zeńczak</i> LNG as an ecological fuel for sea – going vessels	8
<i>Mirko Barz</i> Agricultural waste – a promizing source for biogas production in southeast asian countries	14
<i>Peter Beckhaus, Jörg Karstedt, Lars Kühnemann, Angelika Heinzl</i> Langstreckenelektromobilität mit Brennstoffzellen: Antriebsstrangkonzepete	19
<i>Matthias Boltze</i> Das EN 500P - Ein universelles, hocheffizientes SOFC-Brennstoffzellenmodul für verschiedene Märkte	24
<i>Andrea Christian, Stefan Naumann, Klaus-Uwe Gollmer, Rainer Michels, Iris Ebner, Willy Kohoun Tsafack, Patrick Koch, Monika Eigenstetter, Verena Jähn, Sebastian Arns, Bodo Groß</i> Monitoring und Modellbildung zur energetischen Betriebsoptimierung in Nichtwohngebäuden - das Forschungsprojekt „REGENA“	31
<i>André Deibel, Sabina Rusinek, Matthias Boltze, Thomas Luschtinetz</i> Untersuchung von Temperatur- und Partialdruckeinflüssen auf die Impedanz eines SOFC-Prototypen	37
<i>Andreas Dengel</i> „P2G als Instrument zur Portfolioergänzung im Bereich dezentraler Energiewandlung?“	42
<i>Oliver Ehret</i> Die Integration erneuerbarer Energien in Energie- und Verkehrswirtschaft durch Wasserstoff	47
<i>Ulrich R. Fischer, Daniel Tannert, Perco Krüger, Christian Ziemis, Hans-Joachim Krautz</i> Erste Erkenntnisse aus dem Betrieb eines alkalischen Druckelektrolyse-Prototypen	49
<i>Bodo Groß, Alexander Berhardt, Wulf Clemens, Fernec Lezsovits</i> OPTIDUST – Staubreduzierung in Biomassekesseln mittels Elektrofilter	57
<i>Johannes Haller, Thomas Link</i> Numerische Simulation der Gemischbildung und Verbrennung in einem stationären H ₂ -O ₂ -Verbrennungsmotor	65
<i>Marcel Hartung, Dirk Schmidt</i> Das „Modulare Wasserstoffkraftwerk“ eine Alternative zu „Power-to-Gas“	72
<i>Martin Hörenz</i> Mehr Ertrag im Windpark – Forschungsaspekte im Bereich Windenergie Onshore	78

<i>Bassel Ibrahim, Mathias Schlegel, Thomas Geick, Norbert Kanswohl</i> Behandlung von hydrothermal karbonisierten Biomassen für die Ammoniakabtrennung aus Biogas	81
<i>Verena Jähn, Monika Eigenstetter, Andrea Christian, Iris Ebner, Klaus-Uwe Gollmer, Willy Kohoun Tsafack, Patrick Koch, Rainer Michels, Stefan Naumann, Sebastian Arns, Bodo Groß</i> REGENA „Ressourceneffizienz im Gebäudebetrieb durch Nutzerintegration und Automation Teilprojekt: Verhaltensbasierte Interventionen und Monitoring“	88
<i>Tobias Kampet</i> Die Entwicklung regenerativer Energietechnologien und ihre Auswirkung auf die Strompreise der Zukunft	96
<i>Nipon Ketjoy, Sukruedee Sukchai, Kongrit Mansiri, Chatchai Sirisamphanwong, Rattaporn Ngoenmeesri</i> Technical Assessment of Electricity Generation by Renewable Energy Technology on Kood Islands, Thailand	102
<i>Jörn Kolbe</i> Regionale Unternehmensansiedlungen im Bereich "Regenerative Energien"	113
<i>Bruna Machado Konkewicz, Luiz Henrique Meyer, Sérgio Henrique Lopes Cabral</i> The Experience of Recycling Used Cooking Oil to Produce Biodiesel and Develop Environment Conscientiousness on High School Students	121
<i>Pia Manz, Christoph Schmidt, Sebastian Voswinckel, Viktor Wesselak</i> Outdoor-Versuchsstand zur Ermittlung systembedingter Degradations- mechanismen bei Photovoltaikmodulen	133
<i>Konrad Meyer, David Kleinhans, Thomas Vogt</i> Potenzial dezentraler Wärmespeicher in Haushalten zur Stabilisierung elektrischer Verteilnetze	139
<i>Andreas Miege, Florian Steffen, Maik Freitag, Thomas Luschtintz</i> Online-Feuchtedetektion in PEM-Brennstoffzellen durch eine schnelle Impedanzspektroskopie (F-EIS)	144
<i>Stephan Möller, Matthias Mischke, Thomas Kott</i> Vorteile von Brennstoffzellen-Modulen in diversen Anwendungen	149
<i>Reinhard Müller, Axel Rackwitz</i> Fehleranalyse und -diagnose bei der Errichtung und dem Betrieb von PV-Anlagen einschl. deren Bewertung	153
<i>Artur Krauss Neto, Sérgio H.L. Cabral</i> The brazilian scenario for the electric car	163
<i>Anan Pongtornkulpanich, Sukruedee Sukchai</i> Comparative Performance Study of Different Refrigerants for Ingle-Stage Ejector Refrigeration System	174
<i>Carsten Reekers</i> „Pilotprojekt zur Speicherung von Wind-Wasserstoff in Salzkavernen IVG Etzel“	183

<i>Werner Ritter</i> Regionalen Energieversorgung mit Systemverantwortung für Effizienz und Versorgungssicherheit	188
<i>Nils Rockstroh, Michael Karnahl, Annette-Enrica Surkus, Henrik Junge, Matthias Beller</i> Photocatalytic Water Splitting as Renewable Hydrogen Source	202
<i>Stefan Saatmann</i> Energiewende und Regulierung	206
<i>Burkhard Schuldt, Jochen Großmann, Frank Adam</i> Schwimmende Fundamentstrukturen	212
<i>Stefan Sieling, David Gohsen</i> Modellentwicklung zum marktwirtschaftlichen Speichereinsatz	217
<i>Chatchai Sirisamphanwong, Nipon Ketjoy, Sukruedee Sukchai, Kongrit Mansiri, Rattaporn Ngongmeesri</i> Performance of Large Scale PV Power Plant in Thailand	219
<i>Klaus Stolzenburg, David Berstad, Lutz Decker, Alice Elliott, Christoph Haberstroh, Charlotte Hatto, Marcel Klaus, Nigel Mortimer, Ritah Mubbala, Onesmus Mwabonje Petter Neksa, Hans Quack, Jeremy Rix, Ilka Seemann, Harald Walnum</i> Efficient Liquefaction of Hydrogen: Results of the IDEALHY Project	227
<i>Annette-E. Surkus, Henrik Junge, Kirsten Anklam, Angela Kruth, Volker Brüser, Andreas Schmuhl</i> Entwicklung eines Borhydrid-Wasserstoffperoxid-Brennstoffzellenstacks als Energieversorgungseinheit für Unterwasseranwendungen	235
<i>Prapita Thanarak, Pisit Maneechot, Wikarn Wansungnern, Nattasat Numkum</i> Efficiency of Biomass Gas Stove with Ceramic Chamber	239
<i>Jens Unkenstein</i> Memsy Vacuum-Multi-Effect-Membran-Distillation	244
<i>Reinhold Wurster</i> Stromspeicherung in Wasserstoff – Kein Kind der Energiewende sondern seit über 30 Jahren in Bearbeitung	249
<i>Michal Zenczak</i> Current-carrying capacity of overhead power lines in power system with photovoltaic power plants	263
<i>Johannes Gulden, Thomas Luschtinetz, André Deibel, Andreas Sklarow</i> Kraftstoffeffiziente Antriebe mit Brennstoffzellen	268
<i>Johannes Gulden, Christian Sponholz, Andreas Miede, André Deibel, Jochen Lehmann, Thomas Luschtinetz</i> Seit 1996 Wind-Wasserstoff an der Fachhochschule Stralsund	275

Grußwort



Die Energiewende ist eine der großen Zukunftsaufgaben. Sie bietet den Menschen in Mecklenburg-Vorpommern beste wirtschaftliche Chancen. Wir haben im Land optimale natürliche Voraussetzungen für Windenergie an Land und auf der Ostsee, für Solarenergie und für Energie aus Biomasse. Mecklenburg-Vorpommern deckt inzwischen rein rechnerisch rund 80 Prozent seines Strombedarfs aus erneuerbaren Energien. Das Ziel der Landesregierung ist es, dass wir unseren Strombedarf möglichst bald vollständig aus erneuerbaren Energien decken können.

Dass das nicht so einfach wird, muss allen klar sein. Denn, obwohl eine rechnerische Versorgung mit Energie aus Erneuerbaren auf dem Papier schon bald möglich erscheint, ist Strom aus Wind und Sonne nicht immer verfügbar. Der Wind weht nicht ständig, die Sonne scheint nicht ununterbrochen.

Damit wir unseren Strombedarf möglichst bald aus Erneuerbaren Energien decken können, brauchen wir einen großen Innovationsschub, der Technologien entwickelt, erprobt und marktfähig macht. Das ist nicht einfach, das erfordert gemeinsame Anstrengungen aller Akteure aus Wissenschaft, Wirtschaft und Politik.

Neben dem durchdachten Ausbau der Netze geht es vor allem um den zukunftsfähigen Ausbau der Speicherkapazitäten. Diese Energiespeicher-Technologien sollen bei uns im Land entwickelt werden. „Made in MV“ muss ein Markenzeichen für den technologischen Innovationsschub der Energiewende sein.

Die Fachhochschule Stralsund spielt in der Wasserstoff- und Brennstoffzellenforschung eine führende Rolle. Dabei arbeitet sie mit anderen Forschungseinrichtungen und Unternehmen auch aus Mecklenburg-Vorpommern zusammen. Daneben brachte sie sich intensiv und konstruktiv in die Arbeitsgruppen Forschung, Entwicklung und Lehre und Speicher des Landesenergieerates ein.

Mit ihrem Engagement leistet die FH Stralsund einen wichtigen Beitrag für das Landesenergiekonzept und für die Entwicklung der Speicherforschung in Mecklenburg-Vorpommern. Ich setze darauf, dass die FH Stralsund und ihr Energiesymposium weiter wichtige Impulse setzen.

Volker Schlotmann
Minister für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung
Mecklenburg-Vorpommern

Vorwort

Unser Symposium wird 20! Und seine Grundidee, die im Thema manifestierte Verbindung von der Ernte regenerativer Energie und deren Speicherung mittels Wasserstoffs, der Gedanke also, grünen Strom auch umweltfreundlich zu speichern, ist zu einem zentralen Punkt der Energiewende geworden: Elektrizität als Wasserstoff speichern im kleinen wie im größten Maße, speichern für die Rückverstromung des Wasserstoffs als Regelenergie zur Vergleichmäßigung des Aufkommens aus regenerativen Quellen, speichern zur Rückverstromung durch Brennstoffzellen im stationären Bereich (Inselversorgungen, Notstromanlagen) und zum Betrieb von Brennstoffzellen-Hybrid-Autos, speichern auch im Erdgasnetz für den Wärmebereich der Energiewirtschaft.

Die Gesellschaft in unserem Land befindet sich mitten in der Diskussion über das Wie der Energiewende, nicht etwa über ob und vielleicht nicht... So gehört es sich auch für ein Land mit erdrückendem Importanteil bei fossilen Energieträgern, das nun die Chance sieht, sich von diesem heiklen Markt ein Stück weit abzukoppeln.

Statistische Erhebungen zeigen, die Mehrzahl der Energiekunden wird in Hinblick auf diese Entwicklung höhere Kosten akzeptieren, kommen doch Investitionen in regenerative Energie und deren Management der eigenen Wirtschaft zu Gute. Gleichzeitig ist schwer vermittelbar, dass Konzerne nun gleich an der Energiewende verdienen sollten, die seit mindestens zwanzig Jahren die offensichtlich notwendige Netzerweiterung hintertrieben haben, statt sie zu betreiben, weil sie nicht an Windenergie und Photovoltaik glauben wollten. Die Investition, die die Umgestaltung heute erfordert, wird uns morgen Ausgaben für sich jetzt bereits verknappende und spürbar verteuernde fossile Energierohstoffe ersparen. Besser kann man gar nicht investieren. Es ist einfach der richtige Weg.

Anlässlich des Jubiläums unseres Symposiums möchten die Veranstalter allen denen, die die Konferenz in den vergangenen zwanzig Jahren unterstützt haben, den Teilnehmern, den Vortragenden, den Diskutierern, denen mit den kritischen Fragen sowie insbesondere auch den Sponsoren herzlich für ihre Mitarbeit, für ihr Interesse und für ihre Treue danken. Ohne Sie gäbe es die Veranstaltung schon längst nicht mehr, Sie haben das so aktuell gewordene Thema mit Leben erfüllt.

Auch diesem 20. Stralsunder Energiesymposium wünschen wir einen interessanten und erfolgreichen Verlauf! Noch sind wir längst nicht fertig mit unserer Energiewende, es bleibt noch viel zu tun.

Thomas Lushtinetz und Jochen Lehmann

LNG AS AN ECOLOGICAL FUEL FOR SEA- GOING VESSELS

Andrzej Adamkiewicz¹, Wojciech Zeńczak²

¹*Maritime University of Szczecin, Faculty of Mechanical Engineering,
Wały Chrobrego 1-2, 70-500 Szczecin, Poland,
a.adamkiewicz@am.szczecin.pl*

²*West Pomeranian University of Technology, Szczecin, Fakultät für Meerestechnik und Transport
Al. Piastów 41, 71-065 Szczecin Poland
wojciech.zenczak@zut.edu.pl*

Keywords: environment protection, LNG, ship's power plant,

Summary: Introduction of new rules referring to acceptable amount of sulphur in the fuel for ships operating in the sulphur emission controlled areas (SECA), in which the Baltic is included, lead many ship owners to making a difficult decision regarding the way of ship operation. There is a choice between using expensive fuels with low content of sulphur, installing systems for cleaning exhaust gases from sulphur compounds, which are called scrubbers, or switching to alternative fuels, one of which is Liquefied Natural Gas (LNG). In this paper the advantages and disadvantages of particular solutions and with this background the solutions basing on the usage of LNG as a ship fuel are presented.

1. Introduction

Emission control areas (ECA) introduced by the International Marine Organisation (IMO) as well as the requirements to decrease emissions of toxic compounds in European Union harbours are currently one of the most important challenges for maritime transport.

According to an IMO study and information from the first six months of the 2013 year, the still prevailing date of coming into power of the Tier III i.e. the new stricter acceptable limits of NO_x emissions, in the areas where it is controlled (NECA) will be postponed from the 1st January 2016 to the 1st January 2021. The introduction of an appropriate change in the regulations was announced at the meeting of the Marine Environment Protection Committee MEPC 66 in 2014 [1, 2]. It means that still for some time within this field the regulations of Tier II will be in power, as for the remaining sea areas.

Thus, maintaining acceptable limits of sulphur oxides, SO_x, emissions remains the basic problem for ship owners. Their acceptable emission is limited throughout the introduction of limits on sulphur content in the fuel. In the SO_x Emission Control Areas (SECA) the acceptable limit starting from 1st January 2015 will be equal to 0.1%. It is acceptable to use alternatively systems for reducing and systems for monitoring in a continuous way the content of SO_x in exhaust gases at least to the level of that which results from applying fuel with acceptable sulphur content. European Union countries are directed mainly by IMO regulations, yet the more restrictive regulations on sulphur oxides emissions in harbours got into power earlier i.e. from 1st January 2010. They are applicable in all the harbours of the Union and require using fuels in which the content of sulphur does not exceed 0.1% per mass unit for maritime and inland vessels while they are staying in harbour.

In order to decrease emissions of CO₂, since 1st January 2013 all new-built ships bigger than 400 BRT must have the Energy Efficiency Design Index (EEDI) determined, whereas all ships, both the new ones and those built before that date are covered by Ship Energy Efficiency Management Plan (SEEMP) ensuring optimum ship operation [2].

Additionally, on voluntary basis, Energy Efficiency Operational Indicator (EEOI) is applied allowing current evaluation of ship transport efficiency which can be a supplement for SEEMP [3]. EEOI is defined as :

$$EEOI = \frac{\sum_j FC_j \cdot C_{Fj}}{m_{cargo} \cdot D} \quad (1)$$

where:

FC – mass of the fuel used by main and auxiliary engines, boilers and incinerator during the voyage (sea travel and staying in harbours);

J – type of fuel;

C_{Fj} – conversion coefficient expressed by the ratio of mass of the CO₂ generated in the process of burning fuel j ;

m_{cargo} – mass of the transported cargo (tonne) or the performed work (number of TEU containers or passengers) or capacity (GT) for passenger ships;

D – distance in sea miles over which the cargo was carried or the transport work was performed [4].

Reaching small values of EEOI is possible throughout undertaking all measures favouring the decrease of ship fuel consumption, also in the harbor. Basic activities lowering both EEOI and EEDI at sea travel comprise for example using residual heat from exhaust and wind or solar power. Also the use of LNG as a ship fuel is strongly promoted by the European Union.

Implementation of new regulations on acceptable content of sulphur in the fuel, the so-called sulphur directive, lead many ship owners to face the difficult decision regarding the way of fleet operation. They have a choice to use expensive fuels with low sulphur content, installing systems for purification of exhaust from sulphur compounds (the so-called scrubbers) or switching to alternative fuels, for example LNG.

2. LNG as ship fuel

Using natural gas as ship fuel is one of the ways to obtain much lower emissions of toxic compounds than it is the case when liquid hydrocarbons are burned. Emission of SO_x and solid particles is in this way practically eliminated, while the emission of NO_x when natural gas is burned in a four-stroke engine can be reduced by 90% [5]. As the main component of natural gas is methane (CH₄) which is characterized by the most favourable ratio of hydrogen atoms to carbon atoms in the whole range of hydrocarbons, here also the emission of CO₂ is lower. It is also significant that it has higher calorific value than liquid ship fuels, its up to 50 MJ/kg gives about 10% more energy from 1 kg of fuel. As a result burning natural gas in ship engines gives CO₂ emissions lower by 25% in comparison to that which is produced when marine diesel oil (MDO) is burned.

Table 1 presents comparisons of emissions from MAN B&W two-stroke engines of the 6870 ME-C type and that from 6870 ME-GI. The first one was supplied with heavy fuel oil (HFO), whereas the second with LNG. It has to be added that to the engines supplied with natural gas, a small pilot oil dose, of 5-8% of the standard amount of liquid fuel, is added whose task is to bring about the ignition of the gas.

Table 1. Comparison of emissions from the 70ME type engine when it is supplied with HFO and LNG [6]

Estimated emissions 6S70ME-C (HFO)		Estimated emissions 6S70ME-GI (LNG)	
Component	Value	Component	Value
CO ₂ , g/kWh	577	CO ₂ , g/kWh	446
O ₂ , g/kWh	1359	O ₂ , g/kWh	1340
CO, g/kWh	0,64	CO, g/kWh	0,79
NO _x , g/kWh	11,58	NO _x , g/kWh	10,12
HC, g/kWh	0,19	HC, g/kWh	0,39
SO _x , g/kWh	10,96	SO _x , g/kWh	0,88
PM mg/m ³	0,54	PM mg/m ³	0,34

Combustion of LNG gives cleaner exhaust than HFO combustion. It is especially worth noting that the content of SO_x is negligent. The drawback of natural gas is its low density, which in its liquefied form at -163°C and environmental pressure equals 450 kg/m³. The storage of fuel for covering the same distance as for a ship using MDO would require containers two or three times bigger. Therefore, LNG as a fuel is used foremost on ships with short ranges such as for example ferries.

3. Short history of LNG as ship fuel

Using natural gas as a ship fuel took place at the beginning of the sixties together with appearance of ships – LNG carriers - destined for transporting this fuel in the condensed state. At transport below -160°C, in spite of very good insulation, penetration of heat from the outside to the tank is unavoidable. A part of the cargo evaporates and has to be removed from the tank so as not to lead to excessive increase of pressure. The amount of evaporating gas varies from 0.2 to 0.25 % of the transported cargo per day. Initially, the gas was used to supply boilers, as since the beginnings of LNG sea transportation ships with steam turbines were used. A relatively low efficiency of steam turbines and technological development in the field of ship building generated the idea of constructing LNG carriers driven by diesel engines supplied with two kinds of fuels: oil and the gas transported as the cargo. In this way it was possible to increase significantly the efficiency of the power system at the same time solving the problem of dealing with the vapour from the cargo area. Dual fuel engines have been on the market for over 20 years, however for a long time ship owners tended to favour steam turbine systems. Despite their much lower efficiency there are a number of reasons for which they were used. The advantages comprise their reliability, fast and easy start-up, flexibility in the choice of fuel, favourable costs of lubricating oil as well as repairs and overhauls. Among the newly built LNG carriers dual fuel diesel engines are used as the basic source of power. They can appear in the following options of LNG carrier operations:

- when cargo vapours can be used for the needs of the main power system and for cooling the cargo tank during the return voyage,
- with equipment for gas re-condensation on the ship, when the terms of the contract require the delivery of the whole cargo.

Specific properties of thoroughly studied technologies of LNG application for tanker power systems at the beginning of the 21st century became an impulse for extending their applications onto other types of ships.

The first to build other types of ships run on LNG were the Norwegians. The first ferry run on it was a Norwegian ferry “Glutra” constructed in 2000. At the same time it received the “ship of the

year 2000” award. Currently, the Norwegians have over 30 ships operating on LNG. These are mainly ferries and off-shore vessels.

Putting into service a big ferry (2800 passengers and 200 crew members) “Viking Grace” operating on the line Turku – Marienhamn – Stockholm in the beginning of 2013 was a breakthrough in using LNG to run ships. The ship uses 50 tonnes of LNG per day and there is enough fuel in storage to last for three days. The fuel is stored in two tanks of 200 m³ each. At the moment bunkering takes place only in the harbor of Stockholm. Gas is delivered by road (tank trucks) and transferred on to a bunker which approaches the ferry and can pump approximately 70 tonnes of LNG in 20 minutes. Due to small emissions at LNG burning it is particularly justified to use this fuel for generating electricity for the needs of the ship when it stays in a harbor. A solution which is worth implementing is using power plant barges equipped in current generators providing ships with electricity in the same way as it takes place when they are connected to the network on land. In this way operation of ship current generators supplied by liquid hydrocarbon fuels can be replaced by current generating units on the barges supplied by LNG. This solution is to be offered in the harbour of Hamburg by the passenger ship owner AIDA Cruises together with the Becker Marine Systems company. Its first ships will be supplied with electrical energy from a barge during their stay in the harbor in the year 2013 [7].

4. Infrastructure and hazards

LNG is produced in northern Europe in 9 places, 5 of which are situated in Norway, 1 in Finland and 3 in Russia. Additionally there are import- storage terminals in Europe – in Belgium, Holland, UK, Norway and Sweden. So far there is no such terminal in Germany. One of the considered solutions is using small LNG bunkers of 12 000 m³ capacity which would provide ships with fuel [8].

Constructing an LNG ship bunkering site is considered in the gas harbour which is under construction in Świnoujście. It will involve building an additional third tank to store gas. The issue of development of infrastructure of LNG transport chain is in the scope of interests of a number of specialized companies such as Independent Consulting Company [9]. Their range of activities comprises, among others studies on the locations for LNG infrastructure in the Swedish harbour of Energigas, infrastructure in Klaipeda, bunkering in Stockholm for the “Viking Grace”, marine strategies for LNG suppliers, terminal risk analyses, LNG infrastructure in northern Europe. The issue of LNG safety operation management should be considered in the whole technology-transport chain, as the safety of LNG pipelines and LNG storage on land together with the safety of the bunkering ship and the one which is being supplied with gas or taking part in LNG unloading operations.

Potential fire-explosion hazards connected with transportation, storing or application of LNG result mainly from the properties of this substance, and especially from [10]:

1. At atmospheric pressure depending on the composition, LNG boiling temperature is about -162°C, at which LNG vapours are much heavier than air.
2. Small amounts of LNG liquid phase get changed into a cloud of gas of big volume in the case of LNG leakage from high pressure equipment and installations or pipes, it will get released into the atmosphere. This process is connected with extensive mixing with air. LNG is not a toxic gas, it is categorized as greenhouse gas whose emission into the atmosphere influences the global warming effect.
3. LNG is inflammable (within the range of 5.3% – 14% of its concentration in the air).
4. Contact of living organisms with liquid LNG of -160 °C destroys their biological tissues.
5. A direct contact of LNG with water is followed by a phenomenon of a rapid transition of the liquid phase into vapour (flameless explosion).

Safety in LNG operations is covered by a multi-level protection, creating critical safety areas integrated with branch standards and regulations, which is illustrated in Figure 1 [10].

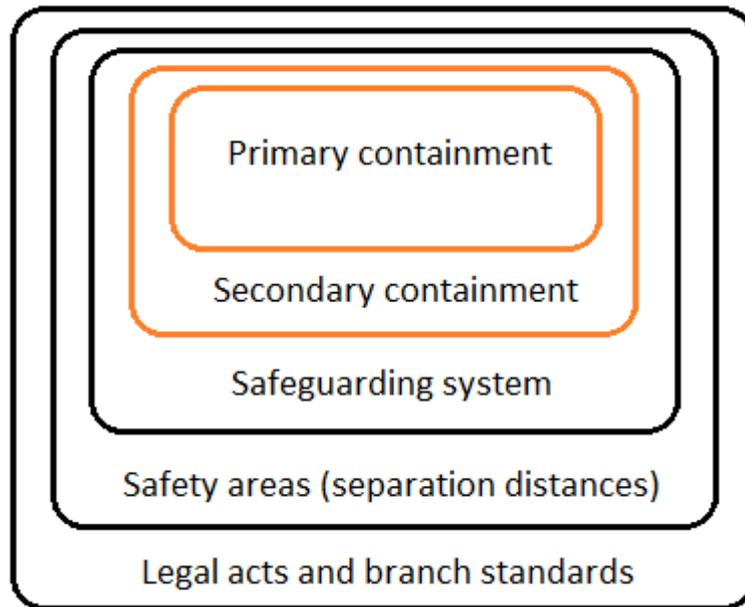


Fig. 1. Multilevel critical safety areas [10]

Four levels of safety requirements – the first and the second level of security, protection systems of monitoring, supervision and control as well as safety areas are applied in the whole LNG industrial chain i.e. production, condensation, sea transportation, storage and re-gasification, whereas legal acts and branch standards form a superior layer, comprising all the requirements [10].

5. Summary

Emission Controlled Areas introduced by the International Marine Organization as well as its requirements on lowering emissions of toxic compounds in the harbours of the European Union lead to the necessity of taking steps in order to meet the challenges, both technological and organizational, facing the shipbuilding and sea transport.

Their implementation will be formally covered by the Ship Energy Efficiency Management Plan, and the measure of the current evaluation of ship transport efficiency will be the efficiency operational indicator. One of the ways to fulfill the requirements is introducing LNG as fuel for sea vessels.

LNG is also considered as fuel on in-and ships, among others in Belgium and Holland. It was Holland where in 2013 a river tanker 110m long, launched for Shell, is run in 100% on LNG [11]. Off-shore and in-land ships run on LNG face a particularly promising future due to the necessity of adjusting to very restrictive regulations referring to sailing on the Rhein river.

The feasibility to use LNG as a qualitatively new fuel was predeceased by positive operational experiences of LNG carriers driven by main power systems of different types, first with dual fuel steam boilers and later with diesel engines. However safe supplying of ships other than tankers requires designing and construction of new technical and organizational infrastructure in a very short period of time. The success of LNG bunkering branch is strongly dependent on the LNG infrastructure and the effectiveness of LNG delivery network, whereas its effectiveness in Europe

will to a large extent depend on the accuracy of prognostic models: correct assumptions, complex approach, costs of storage and transfer between network points and local structural conditions.

References

- [1] MEPC.176(58) Amendments to the Annex of the Protocol of 1997 to amend the International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, 1973, as modified by the Protocol of 1978 relating thereto (Revised MARPOL Annex VI).
- [2] www.imo.org – dostęp z dnia 15.06.2013.
- [3] Mundt T, Köpke M.: MEPC 62: Energy Efficiency Design Index verabschiedet, Schiff & Hafen, 9/2011, pp 12-15MEPC.
- [4] MEPC.1/circ.684 Guidelines for voluntary use of the ship energy efficiency operational indicator (EEOI)
- [5] Nienaber K.: Clean ships fuelled by LNG, Hansa International Maritime Journal, 2012, nr 7.
- [6] ME-GI Dual Fuel MAN B&W Engines, MAN Diesel, Copenhagen,
- [7] LNG Hybrid –Barge für Hamburger Hafen, Schiff & Hafen , 12/2012
- [8] Machbarkeitsstudie zum Bunkern von Flüssiggasen, Schiff & Hafen, 5/2013
- [9] Lundman J.: The Development of LNG Infrastructure in Northern Europe. LNG Conference 2013 - March 5th, Gdansk
- [10] Adamkiewicz A., Kamiński W.: LNG Terminal Safe Operation Management. Management Systems In Production Engineering. 3(7) 2012 ISSN 2299-0461 s. 38-42
- [11] LNG betriebenes Binnenschiff getauft, Schiff & Hafen 5/2013

AGRICULTURAL WASTE – A PROMIZING SOURCE FOR BIOGAS PRODUCTION IN SOUTHEAST ASIAN COUNTRIES

Mirko Barz

Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Wilhelminenhofstraße 75A, 12459 Berlin, barz@htw-berlin.de

Keywords: biomass, biogas, agricultural residues, energy potential, Southeast Asia

Summary: Many of the Southeast Asian countries are agricultural countries, having an enormous potential on agricultural residues, which could be used as promising substrates for the production of biogas. Caused by the favorable climate condition additional energy crops for biogas production can be grown as additional sources. The currently installed systems, using wastewaters from cassava starch factories and pig farms are mostly simple designed “plug flow” or “covered lagoon” systems for industrial applications and “fixed dome” systems for small scale applications. For the efficient biogas production from agricultural wastes and energy crops as feedstock advanced technologies with improved mixing devices and operated under constant mesophilic conditions are favorable. The implementation of such systems into the SEA markets is a challenging task, but necessary to ensure an efficient and sustainable use of the resources.

1. General Background Information

Caused by the tropical and sub-tropical climate in Southeast Asia (SEA) the average productivity of biomass is 2 – 3 times higher than that of biomass grown in the temperate regions. Furthermore, most of the SEA-countries are agricultural and agro-industrial countries producing huge amounts of agricultural residues and wastes that can be used as feedstock for energy generation. It is estimated that if only all process-based agricultural residues alone would be used, they could contribute between 25% and 40% of the total primary commercial energy production in various SEA-countries [1].

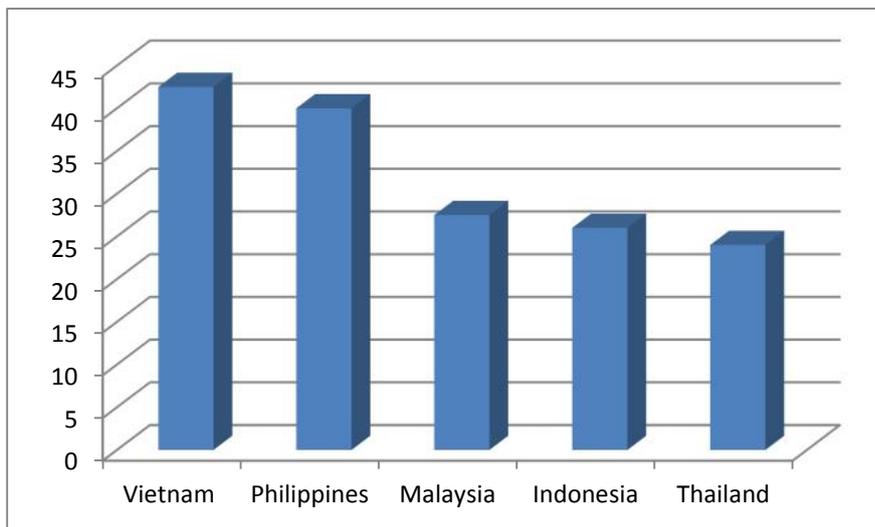


Figure 1: Energy potential of agroprocessing residues as percentage of total primary energy production, Source: www.fao.org

Within the different sources of agricultural waste we have to distinguish between those residues that are predominantly dry such as crop residues (e.g. rice straw and husk) and more suitable for thermo-chemical conversion routes and residues which are predominantly wet such as e.g. fruit residues and more suitable for biogas production. The following paper will focus on substrates and technologies which will be most suitable for biogas production in SEA.

2. Status of Biogas production and Utilization in SEA

The production of biogas through anaerobic digestion has a long history and small agricultural household biogas plants are very widespread in Southeast Asia. It's expected that all about Asia more than 40 Million biogas plants are in operation (by 2007, there were alone 26.5 million biogas plants in China [2]). With the produced biogas, it is possible to cover the daily energy need of farmer families for cooking and lighting purposes. In use are mainly relatively simple biogas reactors, further developed from the small Chinese style digester (with fixed dome) as well as influenced by the Indian design (floating drum digester) and simple plastic tube digester.

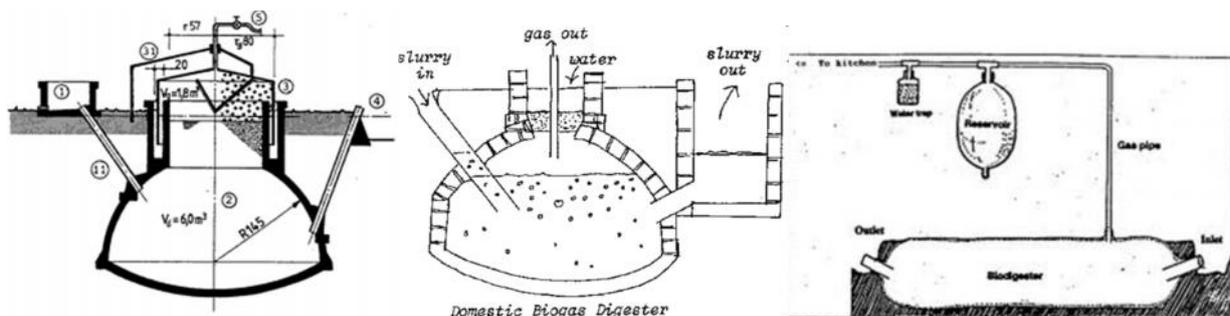


Figure 2: Small scale household biogas digester

Although most of the Southeast Asian countries are agricultural countries with large volumes of potential biogas feed-stocks, only two major sources are currently used for biogas production. These are animal manure e.g. from pig farms or cattle breeding farms and wastewaters from some selected agro-processing industries, such as cassava starch factories. For some larger animal farms and especially in combination with bigger agro-processing industries larger applications such as covered lagoon or plug flow digester are in operation too.



Photo Source: Matt Carr, SNV Group

Photo Source: Werner Siemers, JGSEE of KMUTT

Figure 3: Medium and large scale plug-flow digester in Vietnam (left) and Thailand (right)

The technologies used are often simple designed, produced locally and can be implemented at commercial and village (community) scales. Caused by missing or insufficient mixing devices the technologies are more suitable for substrates with low contents of solids. Furthermore caused by missing and/or insufficient process control the efficiency of such technologies is often low. For the efficient production of biogas from agricultural residues and/or energy crops as feedstock advanced technologies with improved mixing devices and operated under constant mesophilic conditions are favorable. Such Technologies (e.g. CSTR digester) were successfully implemented into selected Asian markets in the result of German development cooperation projects. As a success story the Thai-German Biogas Program should be named, a joint initiative of the Thai government, the German international development agency GTZ (GIZ) and Chiang

Mai University, which was launched 1988 to promote the Thai biogas industry by introducing improved technologies into the Thai market (The program introduced new biogas recovery technologies to mitigate growing environmental concerns due to the open-air dumping of waste). Resulting from this program and over the past decades Thailand has seen a rapid expansion of biogas facilities in agriculture and industry. Biogas technologies are already working extremely well on a large scale in Thailand and the country is today the prime example using advanced biogas technologies within the Mekong region. Between 2005 and 2010, the amount of biogas-based grid electricity went from 2 to 214 GWh and since the target for 2022 under the Renewable Energy Development Plan (REDP 2008) has been already exceeded, a new target for biogas has been set (the new plan set the biogas target at 600 MW in 2021). Furthermore, a new support programme “Distributed Green Generation for Community Enterprises” was passed by the National Energy Policy Council (NEPC) in February 2013. New target is to push the development of biogas power generation using energy crops as feedstock and to enhance the development of distributed and community-based renewable energy systems (political target is to setup new biogas projects with a capacity of 10,000 MW within 10 years) [4]. With the new policy, a FIT of 4.5 Baht (11.24 €Cent) per kWh shall be granted for the duration of 20 years to systems smaller than 1 MW.

3. Suitable Substrates for Biogas production in SEA

In many developing countries such as many of the SEA countries the food production is much more important than in Europe and competes to the production of energy crops [5]. Using agricultural residues we have no direct competition with food or feed production, no additional land is required and the energetic use can reduce environmental problems (e.g. harmful emissions from open-air dumping of the biogenic wastes) and reduce fossil fuel based GHG emissions. Furthermore the decentralized local utilization contributes to income generation and rural development. Favorable substrates are those that are wet such as e.g. Empty Fruit Bunches (EFB) from Palm Oil Industries or fruit residues and suitable for biological processes.

An overview about Methane yields gained from different tropical substrates after approx. 28 days of batch digestion experiments under mesophilic conditions (adopted from different studies) is given in table 1

Substrate	Organic dry matter in %	Methane yield in Nm ³ /t _{ODM}
Banana peel * ¹	87 - 94	243 – 322
Citrus waste * ¹	89 - 97	433 – 732
Coriander waste * ¹	80 - 86	283 – 325
Mango peel * ¹	89 - 98	370 – 523
Oil palm fibre * ¹	94	183
EFB * ³	79 ^(a) - 84 ^(b)	200 ^(a) – 400 ^(b)
Onion peels * ¹	88	400
Pine apple waste * ¹	93 - 95	355 – 357
Pomegranate * ¹	87 - 97	312 – 430
Sapote peels * ¹	96	244
Tomato waste * ¹	93 - 98	211 – 384
Water hyacinth * ¹	81	211 – 310
Coffee waste (pulp) * ²		380 (biogas yield)

Table 1: Methane (or biogas yields from different tropical substrates *¹ adopted from [5] and *² adopted from [6], *³ adopted from [7], digestion experiments OPEFB for 30 days
(a) = untreated substrate, (b) after pretreatment with NaOH for 60 min

As shown in table 1 the methane yields from tropical crop residues cover a wide range of values and especially the methane yields of tropical fruits are comparable with high yield usually produced by using energy crops such as maize in Europe [5].

4. Co-digestion of animal manure and agro-residues

Agro-residues require special attention caused by seasonal availability (seasonal peak loads and limited storage possibilities caused by a quick biodegradation). On the other hand, commercial applications can be operated only economically if the plant is operated continuously over the whole year. For some substrates such as Napier grass (biogas yields up to $350 \text{ Nm}^3/\text{t}_{\text{ODM}}$ [11]) ensiling might offer storage opportunities since of the low carbon losses during this process. Unfortunately for most of the fruit residues this opportunity is not possible. For this reason the co-digestion of different types of organic by-products has been increasingly applied in order to improve plant profitability. Furthermore, an easier handling of mixed wastes; common access facilities and the known effect of economy of scale are some additional advantages of co-digestion [8]. Looking for the status quo of biogas production in many of the SEA countries, we have seen that most of the applications are located at animal farms, using the animal manure as substrates in simple designed and inefficient digesters. Co-digestion of animal manure with organic materials with high methane potential such as oily residues and by-products, alcohol residues, digestible organic wastes from agro-processing and food industry or food waste, produces more gas from the digester than manure only. Co-digestion can therefore improve the profitability of biogas plants [9]. Co-digestion of multiple substrates usually improves the availability of nutrients for the micro-organism (strains of bacteria) involved in the digestion process and it improves the biogas yields due to positives synergisms established in the digestion medium and the supply of missing nutrients [10].

5. Technological requirement for Co-digestion

Simple designed plug flow digester, covered lagoon systems etc. as used for medium scale application to digest substrates with low contents of solids (e.g. liquid animal manure or waste water) are usually not suitable for co-digestion processes. To ensure an optimized digestion process an additional pre-treatment of the substrates is required. This pre-treatment might include chemical pre-treatment (see increased methane yields of EFB if pre-treated with NaOH as shown in table 1 or similar results for Napier grass presented in [11]), particle size reduction and mixing of substrates before fermentation. CSTR (continuous stirred tank reactor) technologies seem to be the favorable technology since higher concentration of solids in the digester require an increased mixing. The biological activity of the strains of bacteria involved in the process is very much depending on process parameter such as Temperature, pH-value and buffer system to keep pH-value in the crucial range for methanogenesis, organic load etc. For this reason an advanced process control system as well as heating systems to operate the process under constant mesophilic or thermophilic conditions would be recommendable. Such improved technologies (or at least technology provider) are present at the SEA markets. Most parts of such systems can be produced locally as demonstrated e.g. in Thailand during the past years. Nevertheless, experts are required for the design and construction, and also for operation and maintenance of the systems. HTW Berlin (in cooperation with other German Universities and educational institutions) is currently involved in advanced training measures to educate technicians and engineers from commercial companies and responsible officials from Ministries and other governmental institutions to support a further dissemination of advanced biogas technologies in SEA countries.

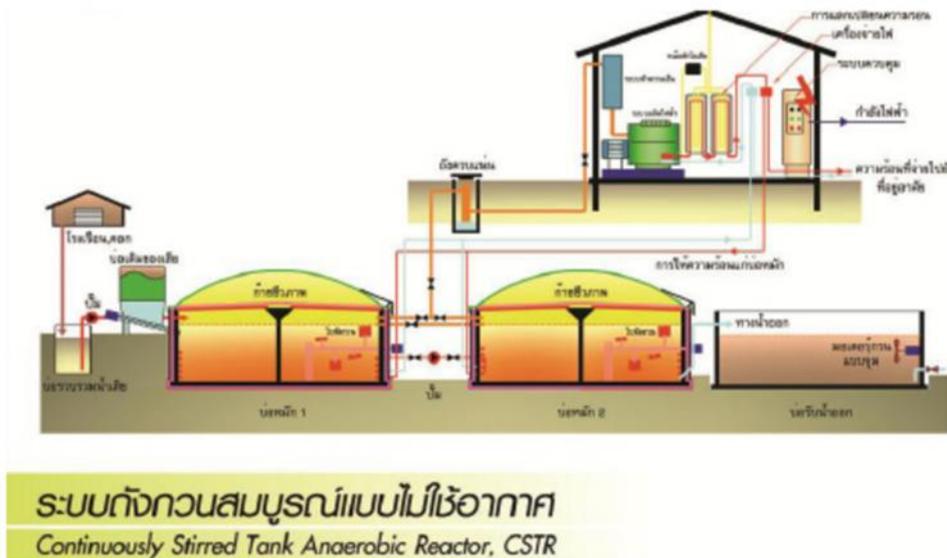


Figure 4: Available CSTR Systems in Thailand, Source: Energy Research and Development Institute (ERDI) - Nakornping Chiang Mai University

References

- [1] M. Barz, M. K. Delivand, Agricultural Residues as Promising Biofuels for Biomass Power Generation in Thailand, *Journal of Sustainable Energy & Environment Special Issue* (2011) 21-27
- [2] Chen Y., Yang G., Sweeney S., Feng Y., Household biogas use in rural China: a study of opportunities and constraints. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010;14 (1):545–9
- [3] W. J. van Nees, Biomass - Asia hits the gas, *Biogas from anaerobic digestion rolls out across Asia*, *Renewable Energy World*, January – February 2006
- [4] GIZ 2013, Thailand: New support for community-based biogas, *Projektentwicklungsprogramm (PEP) Südostasien*
- [5] M. Plöchl, M. Heiermann. “Biogas Farming in Central and Northern Europe: A Strategy for Developing Countries?”, *Agricultural Engineering International: the CIGR Ejournal*. Invited Overview No. 8. Vol. VIII. March, 2006.
- [6] E. Hoffmann, U. Baier, *Vergärung von Pulpa aus der Kaffee-Produktion*, *Forschungsbericht der HSW Hochschule Wädenswil im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Forschungs- und P+D-Programm Biomasse*, CH-3036 Ittigen, 2003
- [7] D. C. Nieves et. al., Improvement of biogas production from oil palm empty fruit bunches (OPEFB), *Industrial Crops and Products* 34 (2011) 1097 - 1101
- [8] P. S. Nigam, A. Pandey, *Biotechnology for Agro-Industrial Residues Utilisation - Utilisation of Agro-Residues*, ISBN 978-1-4020-9941-0 , Springer Science+Business Media B.V. 2009
- [9] IEA 2012, Task 37 - Energy from Biogas, report on “Quality management of digestate from biogas plants used as fertilizer” 2012
- [10] K. M. Kangle., Kore S. V., Kore V. S., Kulkarni G. S., Recent Trends in Anaerobic Codigestion: A Review, *Universal Journal of Environmental Research and Technology*, Volume 2, Issue 4: 210-219, 2012
- [11] B. N. Rekha, B. P. Aniruddha B., Performance Enhancement Of Batch Anaerobic Digestion Of Napier Grass By Alkali Pre-Treatment, *International Journal of ChemTech Research*, ISSN : 0974-4290, Vol.5, No.2, pp 558-564, April-June 2013

Langstreckenelektromobilität mit Brennstoffzellen: Antriebsstrangkonzeppte

Dr. Peter Beckhaus, Dr. Jörg Karstedt, Dipl.-Ing. Lars Kühnemann, Angelika Heinzl
ZBT GmbH Zentrum für BrennstoffzellenTechnik, Duisburg, p.beckhaus@zbt-duisburg.de

Schlüsselwörter: Elektromobilität, Batteriefahrzeuge, Brennstoffzellenfahrzeuge, Range-Extender

Kurzfassung

Die Elektrifizierung des Antriebsstrangs ermöglicht hocheffiziente, geräuscharme, emissionsfreie und dynamische Mobilität, die Integration von erneuerbaren Energien in den Verkehrssektor sowie eine Verringerung der Abhängigkeit des Transportsektors vom Primärenergieträger Erdöl. Rein batterieelektrische Fahrzeuge finden jedoch aufgrund begrenzter Reichweiten und langer Ladezeiten nur eine begrenzte Kundenakzeptanz. Mit der Kombination von Batterie und Brennstoffzelle können in hybriden Antriebsstrangkonfigurationen emissionsfreie Langstreckenelektromobilität dargestellt sowie kurze Nachtankzeiten realisiert werden. Die System- und Betriebskosten werden dabei maßgeblich durch die Systemkonfiguration/Dimensionierung von Batterie- und Brennstoffzellensystem bestimmt.

Abstract

The electrification of the powertrain enables highly efficient, quiet, emission-free and dynamic mobility, the integration of renewable energy in the transport sector and a reduction of the dependence of the transport sector on the primary energy carrier oil. Pure battery electric vehicles are, however, of only a limited customer acceptance due to limited range and long charging times. With the combination of battery and fuel cells emission-free long-distance mobility restricted to short tank times can be realized in hybrid powertrain configurations. The system and operating costs are mainly determined by the system configuration / sizing of battery and fuel cell system.

1 Motivation

Zukünftig wird keine Einzeltechnologie im gesamten Anwendungsspektrum des Individual- und Güterverkehrs die Anforderungen hinsichtlich Emissionen, Energieeffizienz, Ressourcenschonung und Diversifikation der eingesetzten Primärenergieträger erfüllen können. Vielmehr wird ein Technologieportfolio aus optimierten Verbrennungskraftmaschinen, Biokraftstoffen, Hybridfahrzeugen und Elektrofahrzeugen erforderlich sein.

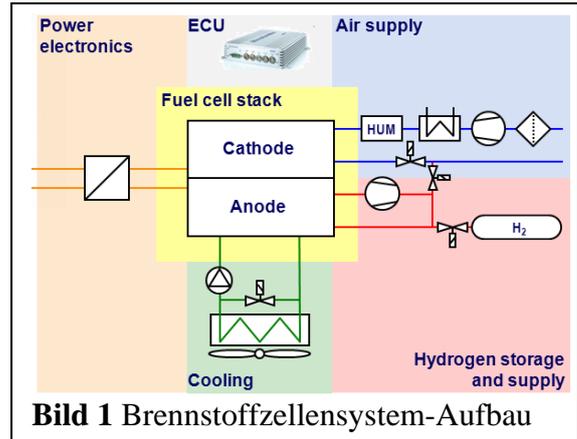
Die Elektrifizierung des Antriebsstrangs ermöglicht dabei hocheffiziente, geräuscharme, emissionsfreie und dynamische Mobilität, die Integration von erneuerbaren Energien in den Verkehrssektor sowie die Unabhängigkeit des Verkehrssektors vom Energieträger Erdöl. Der Schlüsselkomponente Energiespeicher kommt entscheidende Bedeutung zu, da sie Fahrzeugeigenschaften wie Reichweite, Kosten, Fahrdynamik und Gewicht maßgeblich beeinflusst.

Brennstoffzellen können in Kombination mit Batteriesystemen hocheffiziente Langstrecken-Elektromobilität mit kurzen Nachtankzeiten ermöglichen und das Anwendungsspektrum sowie die Marktakzeptanz von Elektromobilität erweitern.

2 Brennstoffzellen

Für PKW-Anwendungen befinden sich heute bei fast allen großen OEMs Polymerelektrolytmembran (PEM) Brennstoffzellen in der Entwicklung. Kernkomponente ist dabei der Brennstoffzellenstack, bei dem die chemische Energie des an Bord des Fahrzeugs gespeicherten Wasserstoffs in einer Reihenschaltung von mehreren hundert Einzelzellen direkt in elektrische Energie für den Fahrtrieb gewandelt wird. Es handelt sich hierbei um einen elektrochemischen Wandlungsprozess, bei dem zwei Reaktionsgase (Wasserstoff H_2 und Sauerstoff O_2 aus der Umgebungsluft) räumlich getrennt zur elektrochemischen Reaktion gebracht werden und kontinuierlich den entsprechenden Reaktionszonen zugeführt werden.

Neben dem Stack sind daher für den Systembetrieb weitere Nebenaggregate erforderlich, die Systemkosten, Lebensdauer und Performance maßgeblich beeinflussen können, **Bild 1**. Hierzu zählen in unterschiedlichen Systemkonfigurationen z.B. die Kathodenluftversorgung mit Verdichter, Filter, optionaler Befeuchtung und Sensorik, die Wasserstoffversorgung mit Hochdruck-Speichersystem, Sicherheitseinrichtungen, Wasserstoffdosiereinheit, Wasserabscheidung und Rezirkulationssystem, ein Kühlsystem, die Leistungselektronik sowie letztendlich ein Systemcontroller, der die Regelung und Überwachung des Komplettsystems übernimmt.



Wasserstoff-Brennstoffzellen eignen sich dabei aufgrund ihrer Betriebstemperatur von unter 100 °C besonders gut für dynamische Anwendungen und sind schnellstartfähig. Somit sind sie als flexibler Stromerzeuger für unterschiedlichste Anwendungen und hier insbesondere auch Antriebe einsetzbar.

3 Aktueller Technologiestatus FCEV

Aktuell existieren weltweit ca. 500 Brennstoffzellenfahrzeuge mit ca. 15 Mio. gefahrenen Kilometern und mehr als 90.000 Tankvorgängen. Viele der Fahrzeuge werden bereits durch Endkunden getestet und es besteht eine hohe Zufriedenheit hinsichtlich Fahrperformance und Geräuschverhalten (Noise, Vibration, Harshness - NVH). Es werden niedrige Kraftstoffverbräuche und kurze Nachtankzeiten vergleichbar mit konventionellen verbrennungsmotorischen PKW erreicht, die Fahrzeuge werden unter automotive Bedingungen erprobt, sind lokal emissionsfrei und erfüllen automotive Sicherheitsstandards [1, 2].

Der Fokus der Weiterentwicklung dieser Fahrzeuge liegt aktuell auf:

- Weitere Optimierung von Bauraum/Gewicht
- Weitere Optimierung von Reichweite (Wasserstoffmenge und Systemwirkungsgrad) / Speicheroptimierung
- Erhöhung Systemlebensdauer

Die Hauptherausforderungen bestehen jedoch in

- Kostenreduktion durch Weiterentwicklung der Technologie, Etablierung einer Zuliefererlandschaft und insbesondere durch Skalen/Stückzahleffekte
- Schaffung einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur

4 Antriebsstrangkonzeppte

Für die Dimensionierung von Brennstoffzellen und Batterien in hybriden Antriebssträngen elektromotorischen Antriebssträngen sind unterschiedliche Konfigurationen darstellbar: Batteriefahrzeuge, Brennstoffzellenfahrzeuge oder Kombinationen von beidem unter Nutzung der Brennstoffzelle als Range-Extender, **Tabelle 1**.

4.1 Batteriefahrzeuge

Batteriefahrzeuge besitzen den Vorteil lokal emissionsfreien Fahrens und hoher Wirkungsgrade von der Batterie bis zum Rad, wesentliches Merkmal ist außerdem das aus wenigen Einzelkomponenten aufzubauende Komplettsystem. Aus Kosten-, Gewichts- und Packaging-Gründen ist die Darstellung von Reichweiten >150 km jedoch selbst mit zukunftsweisender Lithium-Ionen-Technologie auch mittelfristig nicht wirtschaftlich darstellbar. Bei reinen Batteriefahrzeugen ist das Batteriesystem

auch der Hauptkostentreiber, die Fahrzeugreichweite ist begrenzt, zudem sind längere Nachladezeiten erforderlich. Vorteil sind jedoch niedrige Energie- und damit Betriebskosten[4].

4.2 Brennstoffzellenfahrzeuge

Gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen punkten Brennstoffzellen-Batteriehybridkonzepte ohne Plug-In Option durch Reichweiten (~500 km) und insbesondere auch Nachtankzeiten (~3-5 min) konventioneller Fahrzeuge [3]. Hierfür sind selbstverständlich ausreichend Tankstellen erforderlich, ein entsprechendes Netz befindet sich in Deutschland erst im Aufbau. Kraftstoffkosten für Wasserstofffahrzeuge liegen aber voraussichtlich auch mittelfristig ca. 30 - 60 % über den Energiekosten von batterieelektrischen Fahrzeugen.

4.3 Brennstoffzellen-Range-Extender

Im Fokus von Brennstoffzellen-Range-Extender Konzepten steht emissionsfreie, geräuscharme Langstreckenmobilität bei gleichzeitig niedrigen System- und Betriebskosten. Die Batterie übernimmt hier die Leistungs- und für kurze Distanzen auch die Energieversorgung des elektrischen Antriebs. Bei längeren Fahrten wird durch den Range-Extender die Batterie unterstützt und nachgeladen. Der Hauptanteil der Fahrten im Kurzstreckenbetrieb wird also bei niedrigen Kraftstoffkosten rein batterieelektrisch zurückgelegt, die Brennstoffzelle ist außerdem so dimensioniert, dass der mittlere Leistungsbedarf des Fahrzeugs – auch bei Autobahnfahrt – allein durch die Brennstoffzelle bereitgestellt werden kann und somit ein zeitaufwändiges Nachladen des Batteriesystems im emissionsfreien elektrischen Langstreckenbetrieb vollständig entfällt.



Batteriefahrzeug



Batterie/Brennstoffzellenhybrid



Brennstoffzellen Range-Extender

	Batteriefahrzeug	Batterie/Brennstoffzellenhybrid	Brennstoffzellen Range-Extender
Emissionsfrei Geräuscharm Div. Energieträger	✔	✔	✔
Batteriesystem BZ-System	Hochenergie, > 15 kWh -	Hochleistung, ~ 1.5 kWh Hohe Dauerleistung, > 80 kW	Hochenergie, ~ 10 kWh Low-Cost, ~ 30 kW
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Höchste Wirkungsgrade TTW ▪ Niedrige Betriebskosten ▪ Privates Nachladen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Konventionelle Reichweite, Komfort und Nachtankzeit ▪ Hohe Dauerleistung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Konventionelle Reichweite, Komfort und Nachtankzeit ▪ Niedrige Betriebskosten ▪ Privates Nachladen
Herausforderungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einschränkungen Reichweite, Ladezeiten, Komfort ▪ Öffentliche Ladeinfrastruktur 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Ausbaustufe H₂-Infrastruktur ▪ Höhere Betriebskosten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mittlere Ausbaustufe H₂-Infrastruktur ▪ Begrenzte Dauerleistung
Designkriterien Batterie BZ-System	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reichweite ▪ - 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spitzenleistung ▪ Dauerleistung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Optimierte TCO ▪ Max. Dauergeschwindigkeit
Anwendungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Innerstädtisch 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hochleistung, Langstrecke (>120km/h, SUVs) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Reichweiten bei niedrigen Betriebskosten

Tabelle 1 Konzeptvergleich Elektrischer Fahrzeuge mit Batterien und Brennstoffzellen

5 Entwicklung Range Extender

Aktuell entwickelt ZBT in Kooperation mit der FEV GmbH und der Gräbener Maschinentechnik GmbH sowie dem Lehrstuhl für Verbrennungskraftmaschinen der RWTH Aachen ein 30 kW-

Brennstoffzellen Range Extender System für Elektrofahrzeuge (**Bild 5**). Das Projekt „BREEZE! – Brennstoffzellen-Range-Extender – Zero Emissions“ wird mit Mitteln des Landes NRW und der Europäischen Union im Rahmen des Ziel 2 Programms gefördert [5].

Ziel dieses Projekts ist die Entwicklung und Integration eines Brennstoffzellen Range-Extender-Moduls, welches die Reichweite eines Batteriefahrzeuges signifikant steigert und lokal emissionsfrei und geräuscharm bei hohen Wirkungsgraden betrieben werden kann. Dabei ist die Entwicklung speziell für innerstädtisch betriebene Fahrzeuge als Range Extender gedacht, deren Reichweite bei spezifischen Fahrten und in schwierigen Witterungssituationen notwendigerweise zu steigern ist. Kurze Strecken werden weiterhin rein batterieelektrisch gefahren, für weitere Strecken bis zu 500 km steht dann der Range-Extender als zusätzliche Energiequelle zur Verfügung, der eine kontinuierliche Nachladung der Batterien als Aufgabe hat also keine direkte Fahrzeugdynamik verkräften muss.

Durch die Betriebsführung des Range-Extender-Moduls kann die Lebensdauer der Batterie durch die Vermeidung von Tiefentladungen gesteigert werden, die Abwärme des Brennstoffzellensystems kann außerdem zur Kabinenklimatisierung genutzt werden.

Die Projektpartner haben sich dafür entschieden, das Brennstoffzellensystem sowohl unter fertigungstechnischen als auch unter systemtechnischen Aspekten komplett neu zu entwickeln. Der neu entwickelte Brennstoffzellenstack (**Bild 2**) wird dabei auf Basis innovativer im Hydroforming hergestellter Metallfolien aufgebaut. Solche metallischen Bipolarplatten (**Bild 3**) eröffnen eine höchst kompakte Bauweise.



Bild 2 & 3: Brennstoffzellenstack, Ausschnitt metallische Bipolarplatte mit Dichtung (ZBT / GMT)

Für die Medienversorgung werden außerdem neue Systemkonzepte erprobt. Die Möglichkeit der abgestimmten Entwicklung des Brennstoffzellenstacks und des Systemkonzeptes eröffnet hier ein hohes Optimierungspotenzial. Bei der Erprobung des neu entwickelten Brennstoffzellenstacks am ZBT wird dabei auch gleichzeitig die Betriebsführungsstrategie des späteren Brennstoffzellensystems angepasst.

Die zum Gesamtsystem gehörenden Steuermodule, das Batteriemanagementsystem, die Zellspannungsüberwachungseinheiten und die Batteriemodule werden vom Partner FEV entwickelt und so sowohl an die Belange des Fahrzeugs als auch des Brennstoffzellensystems optimal angepasst.

Der Prototyp des Brennstoffzellen-Range-Extender-Moduls wird zunächst in einem von der FEV GmbH entwickelten Elektrofahrzeug auf Basis eines Fiat 500 integriert, **Bild 4**. Die Gesamtfahrzeugintegration sowie das Design der Brennstoffzellen-Endplatten und diverser weitere Komponenten werden zusammen mit dem VKA erarbeitet.



Bild 4&5 FIAT 500 mit Range-Extender präsentiert von FEV auf der Hannover Messe 2013

Das speziell im Hinblick auf den Einsatz in einem Batteriefahrzeug der Kompaktkwagenklasse entwickelte Brennstoffzellensystem wird sich aufgrund des geringen Bauraums, der durch einen sehr hohen Integrationsgrad erreicht wird, auch für den Einsatz im Transport- und Logistikbereich sowie für USV- und netzunabhängige Stromversorgungsanwendungen eignen.

6 Fazit

Um signifikante CO₂-Reduktionen im Transportsektor zu erreichen ist langfristig eine Diversifikation der Antriebstechnologien erforderlich. Die Elektromobilität ermöglicht dabei die Diversifikation der Primärenergieträger, den Einsatz erneuerbarer Energien im Transportsektor und lokal emissionsfreies und geräuscharmes Fahren. Brennstoffzellen können aufgrund hoher Reichweiten und kurzer Nachtankzeiten das Anwendungsspektrum und die Marktakzeptanz von Elektromobilität erweitern. Range-Extender Konzepte ergänzen dabei die konventionellen „Full-Power“ Brennstoffzellenfahrzeuge, der Fokus dieser Konzepte liegt auf niedriger Total-Cost-of-Ownership und auf geringerer erforderlicher Ausbaudichte der Wasserstoffinfrastruktur.

Das Breeze!-Projekt beschäftigt sich mit den aktuellen Herausforderungen der Elektromobilität und der Range-Extender-Technologie, mit der ein optimaler Einstieg in die flächendeckende Verbreitung von Batterie-elektrischen und Wasserstoff-Brennstoffzellen-versorgten Fahrzeugen geleistet wird.

7 Literatur

- [1] Keith Wipke, Sam Sprik, Jen Kurtz, Todd Ramsden, Chris Ainscough, and Genevieve Saur: “National Fuel Cell Electric Vehicle Learning Demonstration Final Report”, July 2012, NREL
- [2] Jacob Spendelow, Jason Marcinkoski: DOE Fuel Cell Technologies Program Record 12020: Fuel Cell System Cost – 2012
- [3] BMW, Daimler, Ford, GM, Honda, Hyundai, Kia, Nissan, Renault, Toyota, VW, ENI, OMV, Shell, Total, Linde, Air Liquide, Air Products, McKinsey, 2010: “A portfolio of power-trains for Europe“
- [4] Electric vehicle realities versus consumer expectations, Published September 2011; 30 pages; A Deloitte Manufacturing industry report.
- [5] Pressemitteilung der FEV GmbH März 2013: „FEV GmbH zeigt Wasserstoff-Brennstoffzelle auf der Hannover Messe Energie“

NEWENERDAY[®]

E N E R G Y  F O R T H E F U T U R E

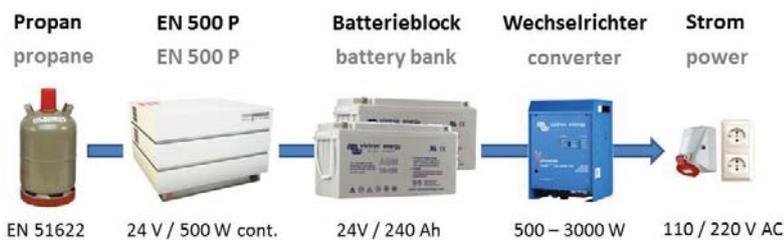
DAS EN 500 P – EIN UNIVERSELLES, HOCHEFFIZIENTES SOFC-BRENNSTOFFZELLENMODUL FÜR VERSCHIEDENE MÄRKTE

Dr. Matthias Boltze new enerday GmbH
 20. Energiesymposium FH Stralsund
 7. – 11. November 2013

new enerday GmbH im Überblick



- gegründet **2010** als Technologienachfolger einer 10-jährigen Entwicklung bei der Webasto AG
- Fokus auf kompakte SOFC-Systeme (**Solid-Oxid-Fuel-Cell**) mit Modulleistungen von 500 – 1000 W
- konventionelle, logistische Kraftstoffe wie **Propan**, Bio-Ethanol und später auch Diesel
- außer dem Kraftstoff und Luft sind **keine Hilfsstoffe**, wie Wasser oder ähnliches, erforderlich
- Systeme sind nahezu **edelmetallfrei**, einfach aufgebaut und damit **robust und zuverlässig**
- **Nettowirkungsgrade größer als 30 % in Teil- und Volllast sind weltweit führend**



 **Zielmärkte – netzferne, autarke Stromversorgung**





EN 350 P / EN 500 P



EN 600/1200/1800 BUP



- 2013 Prototypserie für Feldtests und Pilotprojekte, CE/CSA-Zertifizierung
- 2014 Serienfertigung mit Stückzahlkapazität von 500 - 1.000 Modulen / Jahr
- 2015 Ausbau Fertigungskapazität bis auf 10.000 Module / Jahr

EN 500 P – Stationen der Fertigung bis zur Auslieferung

Schweißen Kernsystem



Test Kernsystem



Endmontage



Freigabetest System



Endabnahme

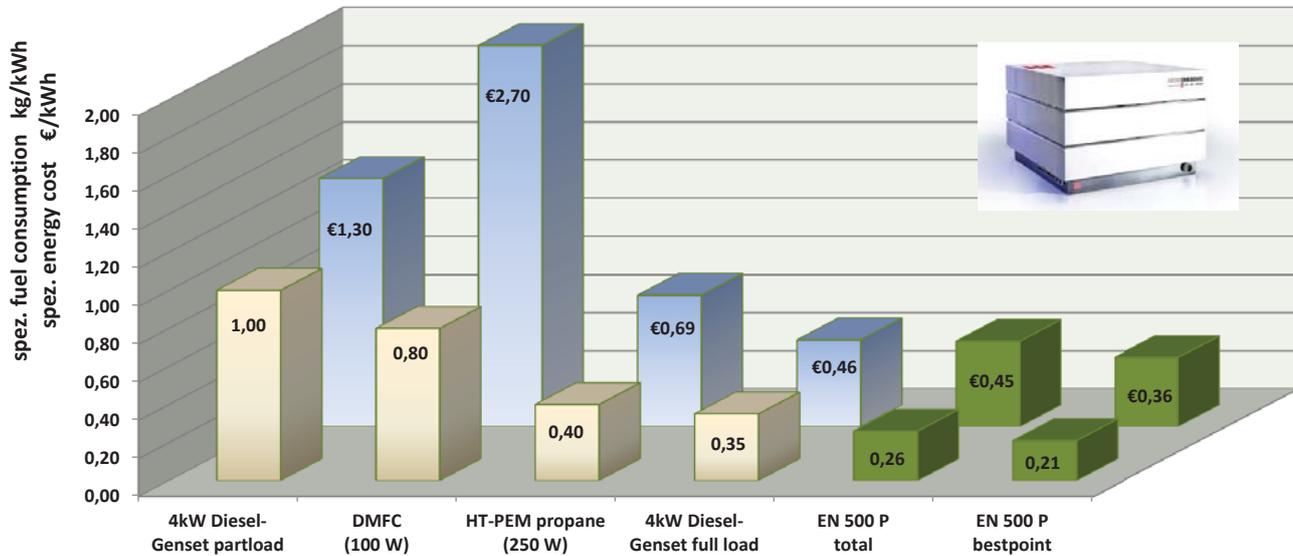


Auslieferung



Fertigung der Feldtestgeneration im Manufakturmaßstab (50 – 100 Systeme/Jahr)

Vergleich unterschiedlicher Wandlertechnologien hinsichtlich Kraftstoffverbrauch und Energiekosten



Das EN 500 P ist damit der weltweit effizienteste Energiewandler für flüssige Kohlenwasserstoffe im Leistungsbereich bis 1000 W

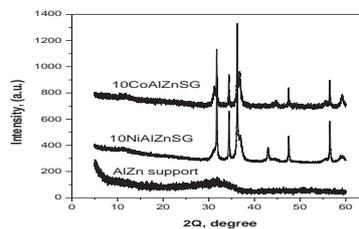
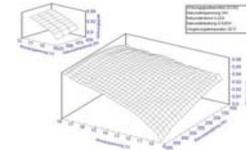
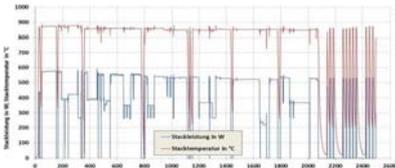
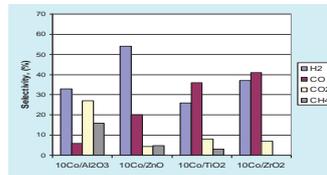


Realisierte und geplante Feldtestsysteme

1. Installation auf E-Stapler als 24V Batterieladesystem
2. Installation auf Hausboot in Müritz-Region mit Flüssiggas-Anlage
3. Installation als Range-Extender in einem Golf-Car (48 V DC)
4. Installation auf Fahrtenjacht in Holland



Feldtest gibt realistische Rückmeldung zur Produktreife und realen Kundenerwartungen

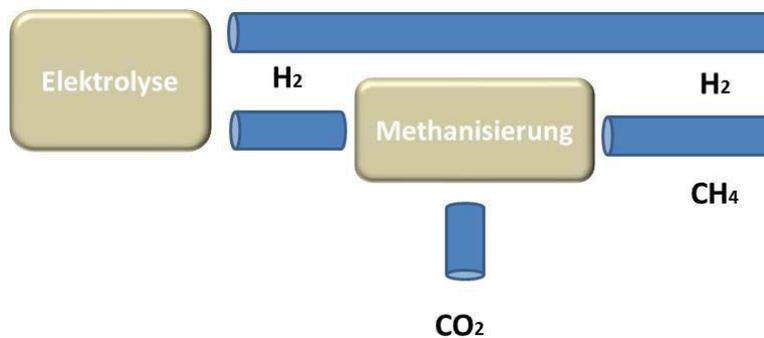


Realistische Option – das edelmetalfreie Brennstoffzellensystem !

Kompakte SOFC-Systeme – kleine Bausteine der Energiewende



Power to Gas Stromspeicherung in Wasserstoff und/oder Methan



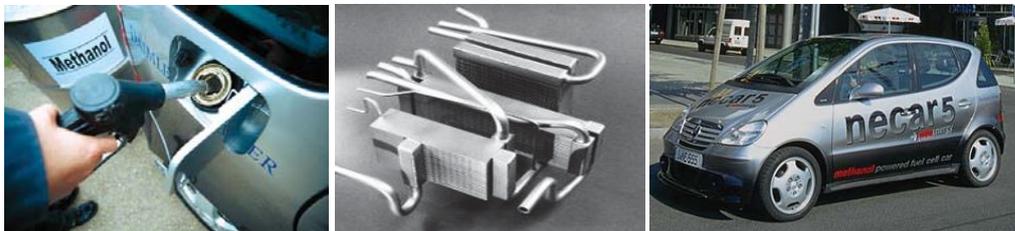
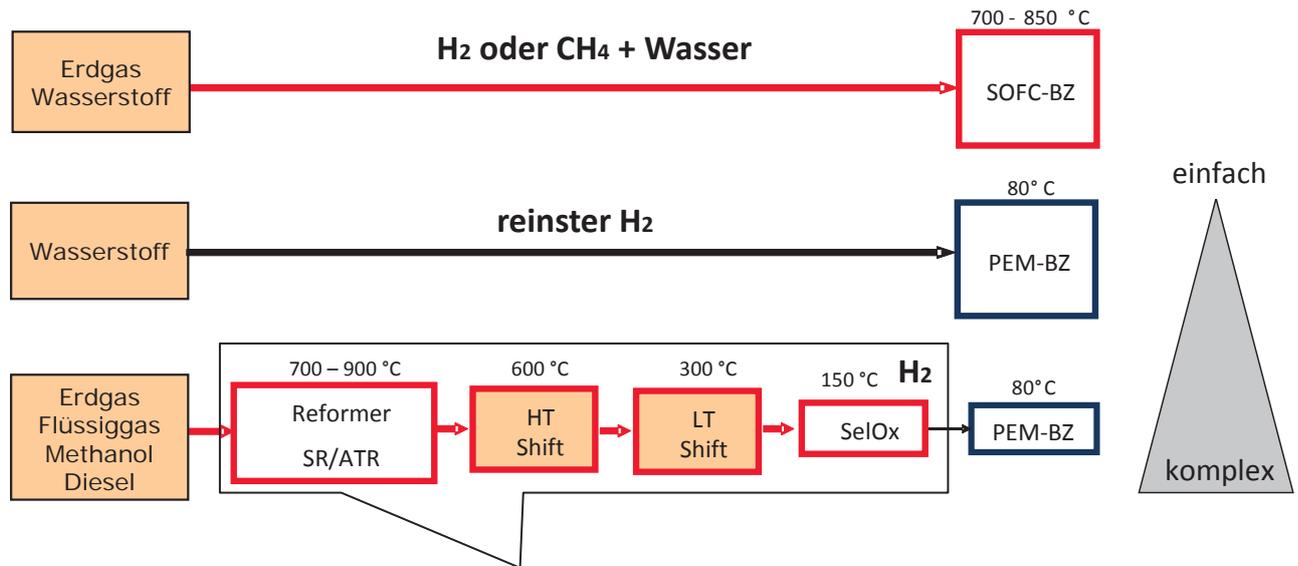
➔ > 35 % Strom

➔ > 50 % Wärme



Sehr hohe Stromkennzahl und hoher Nutzungsgrad

Hocheffiziente Rückverstromung auch aller regenerativen Kohlenwasserstoffe²⁷



Seit 2005 ist Wasserstoff weltweit der einzige Kraftstoff für BZ-Fahrzeuge (CEP)

BZ-Fahrzeuge sind serienreif – z.B. Hyundai ix35 FuelCell



- 100 kW E-Motor an Vorderachse
- Li-Polymer-Akku als Hybridspeicher
- Zwei H₂ Tanks mit knapp 6 kg Wasserstoff
- 600 km Reichweite
- Bei 8 €/kg H₂ eine Tankfüllung < 50€ (< 9ct/km)
- bis 2015 sind 1.000 Fahrzeuge geplant
- geschätzter Fahrzeugwert heute rund 100.000 €
- ab 2015 bis zu 10.000 Fahrzeuge pro Jahr realistisch

Markthemmnisse sind hohe Fahrzeugkosten (und fehlende H₂-Tankstellen)



Mobilität im urbanen Bereich



E-Bikes, Batteriefahrzeuge unterschiedlich Klassen 30 - 150 km



plug-in Hybride, Range-Extender bis 350 km



Mobilität vorwiegend im Überlandverkehr

klassische Verbrennungsmotoren
Brennstoffzellenfahrzeuge



> 500 km



Die Reichweite (Aktionsradius) des Fahrzeuges definiert das Antriebskonzept

Zusammenfassung

- new enerday entwickelt und produziert kompakte hocheffiziente SOFC-Stromerzeuger für netzferne Anwendungen im Leistungsbereich von 500 – 1000 W Modulleistung
- Die SOFC hat Vorteile in Wirkungsgrad, Lebensdauer und Kosten gegenüber allen verfügbaren Energiewandlern (auch gegenüber anderen Brennstoffzellentypen)
- new enerday hat den aktuell weltweit effizientesten Energiewandler für flüssige Kohlenwasserstoffe im Leistungsbereich bis 1000 W entwickelt
- **Die Zukunft der individuellen Mobilität wird durch eine Vielzahl energieeffizienter Technologien geprägt sein; Brennstoffzellen sind ein Teil davon**





Die Arbeiten werden unterstützt durch das Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Mecklenburg Vorpommern, aus Mittel der Europäischen Union sowie aus dem NIP (BMVBS/NOW).



new energyday – energy for the future

Monitoring und Modellbildung zur energetischen Betriebsoptimierung in Nichtwohngebäuden - das Forschungsprojekt „REGENA“

Andrea Christian¹, Stefan Naumann¹, Klaus-Uwe Gollmer¹, Rainer Michels¹, Iris Ebner¹, Willy Kohoun Tsafack¹, Patrick Koch¹, Monika Eigenstetter², Verena Jähn², Sebastian Arns³, Bodo Groß³

¹ Umwelt-Campus Birkenfeld (Hochschule Trier), Campusallee, D-55768 Hoppstädten-Weiersbach

² A.U.G.E. Institut der Hochschule Niederrhein, Reinarzstraße 49, D-47805 Krefeld

³ IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme) gGmbH, Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter: Betriebsoptimierung, Gebäudeeffizienz, Energiemonitoring, Nutzerintegration

Zusammenfassung

Ziel des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderten Forschungsprojektes „REGENA – Ressourceneffizienz im Gebäudebetrieb durch Nutzerintegration und Automation“ ist die konzeptuelle Entwicklung und vergleichende Evaluierung geringst- und geringinvestiver Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im Hochschulbereich. Dabei werden neben der Optimierung und Entwicklung von Automationsmaßnahmen auch umweltpsychologische Optionen zur Nutzerintegration untersucht. Zentrales Ziel des Projektes ist die integrale Verknüpfung von Automation und Nutzerverhalten. Die Erfolgskontrolle der umgesetzten Maßnahmen erfolgt über ein umfangreiches Monitoring, das die Energieverbräuche der beiden beteiligten Hochschulen dokumentiert und überwacht. Das Forschungsergebnis soll als „REGENA“-Modell auf andere Hochschulen bzw. auf Nichtwohngebäude übertragbar dargestellt werden.

Abstract

The aim of the research project REGENA (Resource Efficiency in Buildings through Automation and User Integration), funded by the German Federal Ministry of Economics and Technology, is the conceptual development and the comparative evaluation of low-investment measures for optimizing building operation energetically in universities and colleges. Besides the development and optimization of automation measures concerning the building technology, emphasis is also placed on environmental psychological consideration of user behaviour. The focus is on the ideal combination of both aspects – automation and user behaviour. The success of the implemented measures will be controlled using a comprehensive monitoring system that monitors the energy consumption of the two participating universities. As a result, a transferable process model (REGENA-Model) will be developed, which will be generally applicable to universities or other public buildings.

1. Einleitung

Klimaschutz ist eine der großen gesellschaftlichen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Einigkeit herrscht darin, dass der Klimawandel neben wissenschaftlichen und technologischen Innovationen vor allem eine Umstellung unseres ressourcenintensiven Lebensstils erfordert. Hierbei ist neben dem Umweltaspekt auch die Kostenseite zu betrachten.

Ein wichtiger Bereich für die Verbesserung der Energieeffizienz ist die energetische Betriebsoptimierung, die bei steigendem Nutzerkomfort nennenswerte Energieeinsparpotenziale bietet. Der wesentliche Vorteil der energetischen Betriebsoptimierung liegt darin, dass mit nur geringen Investitionen eine sofortige Einsparwirkung erzielt werden kann. In vielen Gebäuden können 10 bis 20% des Strom- und Wärmeverbrauchs durch geringst- oder geringinvestive Maßnahmen eingespart werden [1]. Diese Maßnahmen umfassen alle für den Gebäudebetrieb relevanten Bereiche wie z. B. Optimierung und Automation technischer Abläufe, effektives Energiemanagement, Mängelmanagement sowie Nutzerschulung.

Das Forschungsprojekt REGENA (Ressourceneffizienz im Gebäudebetrieb durch Nutzerintegration und Automation) legt seinen Fokus auf zwei wesentliche Steuerungsinstrumente zur Steigerung der Energie- und Ressourceneffizienz im Betrieb von Nichtwohngebäuden, insbesondere im Hochschulbereich: zum einen auf die Gebäudenutzerinnen und –nutzer und zum anderen auf die technischen Möglichkeiten zur Optimierung, Vereinfachung und Automation vorhandener Prozesse und Vorgehensweisen.

Zusammenfassende wissenschaftliche Fragestellung des Projektes ist somit, wie Nutzerintegration und Gebäudeautomation verbessert, austariert und verzahnt werden können, um unter unterschiedlichen Ausgangsbedingungen Steigerungen der Ressourceneffizienz im Gebäudebetrieb zu ermöglichen. Hierzu soll ein übertragbares Modell konzeptuell entwickelt, evaluiert und dokumentiert werden, welches Strategien und Methoden zum ressourceneffizienten Gebäudebetrieb mittels geringinvestiver Maßnahmen ermöglicht.

2. Umsetzung

2.1 Ist-Zustand

Zunächst wurden die vorhandenen Gegebenheiten hinsichtlich Gebäudetechnik, Gebäudeautomation und deren Nutzung an den beiden involvierten Hochschulen (Umwelt-Campus Birkenfeld und Hochschule Niederrhein) detailliert analysiert. Im Folgenden werden nur die vorhandenen Techniken erwähnt, die für das Projekt relevant sind.

Der Umwelt-Campus Birkenfeld (UCB) ist ein Gebäudekomplex, der aus einem ehemaligen Militärhospital entstanden ist. Die Gebäudestruktur beinhaltet sowohl renovierte als auch vollständig neu errichtete Gebäudeteile. Der gesamte Gebäudekomplex verfügt über eine innovative Anlagentechnik. Die Steuerung der Gesamtheizungs- und Lüftungsanlage erfolgt über ein Gebäudeleittechniksystem. Zur effizienten Nutzung der Energien tragen Bewegungsmelder und Tageslichtsensoren sowie Einzelraumregler zur Steuerung der Raumtemperatur bei.

Seit der Gründung des UCB 1996 werden ausgewählte Energieverbrauchsdaten einzelner Gebäude gemessen und ausgewertet. Im Rahmen des Energiemanagement wird seit 2002 ein im Fachgebiet Informatik entwickeltes System zum Verbrauchsdatenmanagement eingesetzt. Die Erweiterung des Systems zur feineren Aufschlüsselung des Ressourcenverbrauchs auf immer kleinere Einheiten erfordert in Zukunft eine weitgehend automatisierte Erfassung der Daten.

An der Hochschule Niederrhein werden im Rahmen des Forschungsprojekts ausschließlich Gebäude des Campus Krefeld-Süd (Standort des A.U.G.E.-Institutes) betrachtet.

Die Steuerung der Heizungs- und Lüftungsanlage erfolgt auch hier über ein Gebäudeleittechniksystem. Die Energieverbrauchsdaten werden am A.U.G.E-Institut seit 2011 gebäudescharf erfasst.

Die Erfahrungen des UCB im technischen Bereich der energetischen Betriebsoptimierung sollen auf die Hochschule Niederrhein übertragen werden. Das A.U.G.E.-Institut unterstützt den Umwelt-Campus Birkenfeld mit seiner Erfahrung im umweltpsychologischen Bereich.

2.2 Vorarbeiten / Basislinie (Referenzwert)

Um erste Maßnahmen zur energetischen Betriebsoptimierung planen und durchführen zu können, war eine technische Bestandsaufnahme beider Hochschulen notwendig.

Aufbauend auf dieser Gesamtbestandsaufnahme der beiden Hochschulen wurden repräsentative Gebäude bzw. Gebäudeteile (Büros, Seminarräume, Hörsäle und Labore) ausgewählt, welche zukünftig für unser Projekt bezüglich Strom-, Wärme- und Kälteverbrauch untersucht werden.

Die Zähler, die die Verbräuche dieser Räume dokumentieren, wurden erfasst und getrennt nach Strom, Wärme und Kälte dokumentiert. Darauf aufbauend, wurden noch fehlende Zähler installiert, damit für jeden der genannten Räume der entsprechende Verbrauch erfasst werden kann.

Um den Wärmeverbrauch ab der Heizperiode im Herbst 2013 zu erfassen, werden neben den bereits vorhandenen Wärmemengenzählern, elektronische Heizkostenverteiler zum Einsatz gebracht. Diese haben den Vorteil, dass der Verbrauch einzelner Heizkörper ermittelt werden kann. Zur Gewährleistung des Datenschutzes werden dabei keine Einzelräume, sondern die Verbräuche von Nutzergruppen aggregiert erfasst.

Um die Wirksamkeit der Maßnahmen zur energetischen Betriebsoptimierung sinnvoll abschätzen und eine Vergleichbarkeit der Daten gewährleisten zu können, muss eine Basislinie der Verbrauchswerte als Referenz für die ausgewählten Gebäudeteile erstellt werden. Diese Nulllinie der Verbrauchsdaten für Strom, Wärme und Kälte bildet den Referenzwert zur Ermittlung der nach Projektende erreichten Energieeinsparung. Dafür werden die entsprechenden Verbräuche über die Dauer mehrerer Monate (je nach Verbrauchsart jahreszeitenabhängig) erfasst und dokumentiert. Zusätzlich wird der Gesamtenergieverbrauch (Strom, Wärme und Kälte) der gesamten Hochschulen zu Beginn des Vorhabens zur Verfügung gestellt und über die Laufzeit des Projektes mitverfolgt.

Bei der Erfassung der Verbrauchsdaten trat das Problem auf, dass unterschiedliche Techniken zur Datenübertragung am UCB existieren, wie z. B. Europäischer Installationsbus (KNX/EIB), Meter Bus (M-Bus) oder Local Operating Network (LON). Dies liegt sowohl in der unterschiedlichen Nutzung der Bus-Systeme als auch in der Historie des UCB begründet. Da diese Techniken nicht kompatibel untereinander sind, muss zuerst ein Weg gefunden werden, wie diese unterschiedlichen Techniken miteinander kommunizieren können. Erst danach können alle relevanten Daten in einer gemeinsamen Datenbank abgelegt werden.

Zur Erhebung der Basislinie gehört neben der technischen Komponente auch die psychologische Seite. Für das weitere Vorgehen wurden als Nutzergruppen Lehrkörper, Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter (wissenschaftlich und nichtwissenschaftlich) sowie Studierende identifiziert.

Anhand von Fragebögen werden die Nutzergruppen an beiden Hochschulen zum eigenen energetischen Verhalten, zum Wissen um technische Möglichkeiten sowie Motivation zum Energiesparen befragt. Damit soll nachfolgend die Akzeptanz und der Erfolg der geplanten psychologischen Schulungen abgeschätzt werden. Ein zweiter Fragebogen behandelt die Rahmenbedingungen am Arbeitsplatz bzw. in den Vorlesungsräumen (Komfortempfinden). Da

vorhandenes Fragebogenmaterial zu spezifisch und damit für unsere Zwecke nicht geeignet war, entwickelte das A.U.G.E.-Institut diese Fragebögen auf Grundlage des Struktur-Modells von Homburg [2] sowie des Norm-Aktivationsmodells von Schwartz [3]. Es wurde ein integriertes Modell ausgearbeitet, welches für die Fragebogenentwicklung zum energiebezogenen Wissen und Handeln zugrunde gelegt wurde.

Die erhobenen Daten werden durch Messungen des Raumklimas (Temperatur, Luftfeuchte, CO₂-Gehalt) ergänzt. Die psychologische Komponente wird in dem Tagungsbandbeitrag „REGENA, Teilprojekt: Verhaltensbasierte Interventionen und Monitoring“ näher erläutert.

2.3 Optimierung / Maßnahmen

Nachdem die Basismessung der Verbrauchswerte abgeschlossen ist, wird zunächst die vorhandene Gebäudetechnik überprüft. Maßnahmen zur Energieeinsparung, die nur mit sehr geringen (oder keinen Investitionen) im Hardware-Bereich verbunden sind, werden umgesetzt (geringstinvestive Maßnahmen).

Diese beinhalten z. B. Feineinstellungen von Heizungs- und Lüftungsanlage, Anpassen von Reglern, Sensoren und Nutzerprofilen an aktuelle Gegebenheiten, Überprüfung der Zeitschaltpläne und der Heizkurven von Heizungsanlagen. Neben der Umsetzung von geringstinvestiven Maßnahmen erfolgt zum ersten Mal eine Nutzerschulung. Diese erfolgt jeweils jahreszeitenabhängig für Strom, Wärme und Kälte. Hierfür ist eine Modellbildung sinnvoll, die sowohl die Mensch-Technik-Schnittstelle, Aspekte zur Motivation bezüglich Energieeinsparung, Aufzeigen von Möglichkeiten zur Energieeinsparung und Rahmenbedingungen berücksichtigt. Ein Thema der Nutzerschulung wird der richtige Umgang mit der Automationstechnik (z. B. Raumthermostate) sein, da die innovativste Technik nicht effektiv ist, wenn sie nicht richtig bedient werden kann. Weiterhin wollen wir eine Sensibilisierung der Nutzerinnen und Nutzer erreichen, indem wir ihnen ein Feedback über ihren Energieverbrauch liefern oder sie daran erinnern, Energie einzusparen. Beides kann z. B. über eine Meldung auf dem Computerbildschirm geschehen.



Bild 1: Beispiel für Feedback beim Ausschalten des Computers

Danach erfolgt eine zweite jahreszeitenabhängige Messperiode über mehrere Monate, in der wiederum der Strom-, Wärme- und Kälteverbrauch der ausgewählten Gebäudeteile in kurzen Zeitabständen erfasst wird. Aufgrund der umgesetzten technischen und psychologischen Maßnahmen sollten in dieser Messperiode bessere Ergebnisse als in der ersten erzielt werden. Analog zur Basiserhebung werden nach der Umsetzung der geringstinvestiven Maßnahmen und der Nutzerschulung wiederum psychologische Daten mit Hilfe der Fragebögen erhoben.

Nachdem die zweite Messperiode abgeschlossen ist, werden die geringinvestiven Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz umgesetzt. Dazu gehören Maßnahmen wie

beispielsweise Optimierung von technischen Anlagen, Installation von Sensoren und Einbau von Zeitschaltuhren. Parallel dazu werden wieder Nutzerschulungen für Strom, Wärme und Kälte (jahreszeitenabhängig) angeboten. Schon seit Beginn des Projektes werden Ideen gesammelt, mit welchen kostengünstigen Maßnahmen Energie eingespart werden kann bzw. es werden sogenannte „Energiefresser“ im Gebäude gesucht. Dabei ist z. B. aufgefallen, dass die Getränkeautomaten Tag und Nacht kühlen, auch an Tagen, an denen der Umwelt-Campus Birkenfeld geschlossen ist. Die Lösung hierfür liegt nahe: An jeden Getränkeautomat werden Zeitschaltuhren installiert, die die Kühlung nach Erfordernis regeln. Auch bei den Aufzügen können Einsparungen erzielt werden. Da z. B. ein Großteil der Energie, die ein Aufzug während eines Jahres benötigt, im Standby-Modus verursacht wird, sollten die Aufzüge nachts und an Tagen, an denen die Hochschule geschlossen ist, komplett abgeschaltet werden [4]. Zusätzliche Einsparpotenziale können hier auch durch eine intelligente Steuerung der Kabinenbeleuchtung erzielt werden. Weitere Maßnahmen werden nach entsprechender Kosten-Nutzen-Analyse folgen.

Nach der Umsetzung der geringinvestiven Maßnahmen bzw. nach der letzten Nutzerschulung erfolgt die dritte und letzte Messperiode (auch wieder jahreszeitenabhängig für Strom, Wärme und Kälte). Diese sollte, da alle Maßnahmen (technische und psychologische) umgesetzt wurden, die besten Ergebnisse erzielen.

2.4 Auswertung und Entwicklung des REGENA-Modells

Jede der 3 Messperioden wird unter Berücksichtigung der umgesetzten Maßnahmen und der Kosten-Nutzen-Analyse ausgewertet und untereinander verglichen. Auf Basis dieser Ergebnisse wird die Grundversion des REGENA-Modells entwickelt, welches als qualitatives Vorgehensmodell wesentliche Schritte zur energetischen Optimierung von Nichtwohngebäuden (speziell Hochschulgebäuden) im geringst- und geringinvestiven Bereich beschreibt. Danach wird das REGENA-Modell erweitert, getestet und weiterentwickelt.

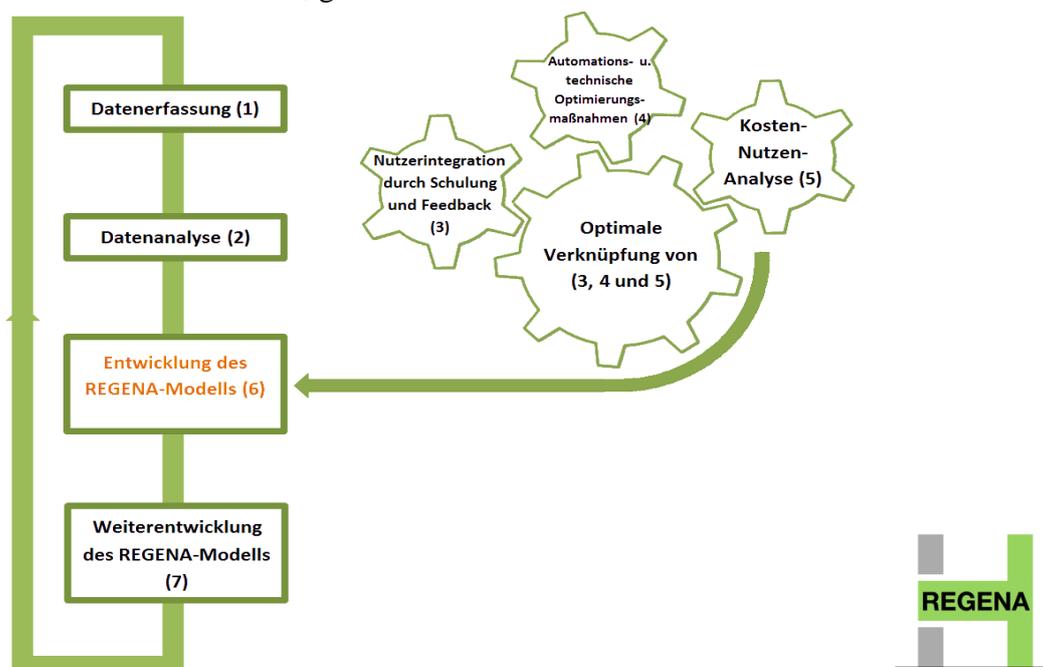


Bild 2: Schritte bis zur Entwicklung des REGENA-Modells

3. Ausblick

Das Forschungsprojekt „REGENA“ wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie unter dem Förderkennzeichen 03ET1070A und hat eine Laufzeit von 01. Juni 2012 bis 31. Mai 2016.

Das REGENA-Modell soll helfen, die Energieeffizienz in Nichtwohngebäuden (speziell im Hochschulbereich) zu steigern. Daneben sollen mittel- bis langfristig auch private Dienstleister im Bereich Haus- und Gebäudetechnik von den Ergebnissen profitieren und diese umsetzen.

4. Quellenangaben

- [1] Forschung für Energieoptimiertes Bauen: EnBop
<http://www.enob.info/de/forschungsfelder/enbop/>
- [2] Homburg, A. & Matthies, E. (1998). Umweltpsychologie. Umweltkrise, Gesellschaft und Individuum. Weinheim und München: Juventa
- [3] Schwartz, S. H. (1977), Normative influences on altruism. In L. Berkowitz (ed.), Advances in Experimental Social Psychology, Vol. 10 (p. 221-279). New York: Academic Press
- [4] Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
<http://www.hessen-nachhaltig.de/web/co2-projekt/energiespartipps>

UNTERSUCHUNG VON TEMPERATUR- UND PARTIALDRUCKEINFLÜSSEN AUF DIE IMPEDANZ EINES SOFC-PROTOTYPEN

ANDRÉ DEIBEL^{*}, SABINA RUSINEK^{***}, MATTHIAS BOLTZE^{**}, THOMAS LUSCHTINETZ^{*},

^{*}IRES - Institut für regenerative Energiesysteme an der Fachhochschule Stralsund
Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, e-mail: andre.deibel@fh-stralsund.de

^{**}New Enerday, Lindenstr.45, 17033 Neubrandenburg, Germany, www.new-enerday.com

^{***}University of Science and Technology in Cracow

Schlüsselwörter: SOFC, Impedanzspektroskopie, Brenngasnutzung, Partialdruck, Propan

ZUSAMMENFASSUNG: Kompakte SOFC-Stromversorgungen befinden sich in der Entwicklung für Anwendungen in Bereich bis 1 kW, z.B. für Yachten, Caravans, Notstromversorgungen und kleinere autarke Anwendungen. Eine optimale Betriebsführung ist entscheidend für die Lebensdauer und die Effizienz des SOFC-Stacks. In diesem Beitrag konzentrieren wir uns auf den Zusammenhang des Impedanzverhaltens eines SOFC-Stacks mit Propan-reformiertem Brenngas hinsichtlich der Temperatur, der Brenngasmenge und der Stromdichte und der daraus resultierende Möglichkeit zur Datengewinnung für die Anwendung.

1. EINFÜHRUNG

Die SOFC ist eine Hochtemperaturbrennstoffzelle, welche in ihrer praktischen Anwendung mit reformierten Kohlenwasserstoffen als Brennstoff betrieben wird. Das bedeutet, daß im Idealfall der Anode Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff zugeführt wird. In realen Anwendungen wird als Reaktionspartner für die Reformierung Luftsauerstoff verwendet. Davon ausgehend wird neben den Produkten der Reformierung der in der Luft enthaltene Stickstoff der Anode zugeführt. Dadurch macht sich bei der SOFC der Partialdruckverlust auch in der Anode bemerkbar. Somit spielt die Brenngasnutzung im Betrieb der SOFC eine bedeutende Rolle. Ausgehend von der Nernstgleichung

$$E = E^0 - \frac{RT}{z_e F} \ln \prod_{i=1}^k \{a_i\}^{v_i}$$

E = Elektrodenpotential, E₀ = Standardelektrodenpotential, R = universelle Gaskonstante, T = Temperatur, z = Äquivalenzahl, F = Faraday-Konstante, a = Aktivität

läßt sich für die Diffusionsspannung allgemein

$$\eta_{conc} = \frac{RT}{z_e F} \ln \left(\frac{p_{prod}}{p_{reac}} \right)$$

η_{conc} = Konzentrationsüberpotential, p = Partialdruck der entsprechenden Redoxpartner

annehmen. Ein verändertes Konzentrationsverhältnis zwischen den Reaktanten Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid und ihren Reaktionsprodukten Wasser und Kohlenstoffdioxid verändern somit auch die Nernstspannung. Eine Verringerung der Massenströmen in Kathode und Anode erhöhen folglich die Verluste. In diesem Experiment soll der Zusammenhang der Zellimpedanz und der Diffusionsverluste interpretiert werden.

Die Temperatur hat einen großen Einfluß auf das Betriebsverhalten und die Degradation der Zellen. Vor allem die Ionenleitfähigkeit des Elektrolyts wird maßgeblich durch die Temperatur bestimmt. Yttriumstabilisiertes Zirkonoxid, das hier Verwendung findet, hat eine spezifische Leitfähigkeit von

$$\lambda_{8YSZ} = \frac{\lambda_0}{T} e^{-\frac{E_A}{k_B \cdot T}} \text{ S} \cdot \text{K} \cdot \text{m}^{-1}$$

λ_0 =präexponentieller Faktor, T = Temperatur, E_A = Aktivierungsenergie, k_B = Boltzmann-Konstante

Eine möglichst konstant hohe und dennoch materialvertägliche Betriebstemperatur ist somit das Ziel einer Betriebsführung von SOFC-Stacks.

Die Impedanzmessung könnte eine einfache und erschwingliche Methode sein, um Meßgrößen dieser Art der Betriebsführung, ohne zusätzliche Sensoren bereitzustellen. Um die theoretischen Erkenntnisse auf die Praxis zu übertragen zu können, wurden Impedanzmessungen an einem kurz vor dem Markteintritt stehenden Prototypen vorgenommen. [1] [2]

2. VERSUCHSAUFBAU

Technische Daten der SOFC

Zelltyp:	MK351 / ESC10 / 15 Zellen
Meßkanäle:	Kanal 1 – Zelle 1 Kanal 2 – Zelle 2-5 (4 Zellen) Kanal 3 – Zelle 6-10 (5 Zellen) Kanal 4 – Zelle 11-14 (4 Zellen) Kanal 5 – Zelle 15
Meßgerät:	EIS-100, FuelCon AG

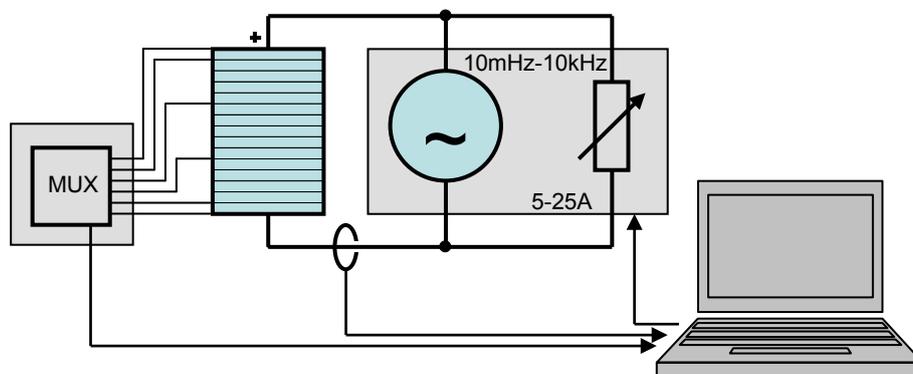


Abbildung 1: Meßaufbau

3. DURCHFÜHRUNG

Vorab wurde die Polarisationskurve ermittelt, um das Lastverhalten des Stacks zu ermitteln und eine maximale Belastung für den Stack festzulegen.

Die ersten Messungen erfolgten in der ersten Meßreihe bei einer Temperatur von 850 °C mit Lastströmen von 25 A, 15 A und 5 A in einem Impedanzmeßbereich von 10 mHz bis 10 kHz. Der Meßbereich wurde in logarithmischen Schritten 18 mal abgetastet. Die geringe Belastungsgrenze von 25 A wurde notwendig, da eine Zelle ein deutlich abweichendes Verhalten zeigte. Somit wurde, um Schäden zu vermeiden, die Leistungsgrenze weit vor dem normalen Arbeitspunkt des Stacks festgelegt.

In der zweiten Meßreihe wurde der Stack auf verschiedene Temperaturen gefahren. Die Kathodenluft mußte für jede Temperatur separat eingestellt werden, sodaß sich neben der Temperaturänderung auch eine Änderung des Partialdrucks von Sauerstoff ergab. Der Impedanzbereich blieb gleich. Die Auflösung des Frequenzspektrums wurde auf 28 Einzelfrequenzen erhöht.

Da sich der Massestrom der Kathodenluft auch auf andere Prozesse auswirkt, mußten Abweichungen der Stacktemperatur während der Messungen in Kauf genommen werden.

4. ERGEBNISSE

Die Abhängigkeit der Zellstromstärke

Für die Untersuchungen wurde der fünfte Kanal ausgewählt, da es sich um einen Einzelzellaabgriff handelte und er in den ersten Messungen konstante Ergebnisse lieferte. Die Impedanzkurven (Abb. 2) zeigen bei geringem Zellstrom eine deutliche Erhöhung des Widerstandes durch die hohe Aktivierungsüberspannung. Die fehlenden Abweichungen zwischen der 15 A- und 25 A-Kurve lassen sich durch gegenseitig aufhebende Werte der Aktivierungsverluste und Konzentrationsverluste erklären. Höhere Belastungen konnten in diesem Versuch nicht gefahren werden, sodaß eine weitere Analyse der Diffusionsverluste wenig gewinnbringend erschien.

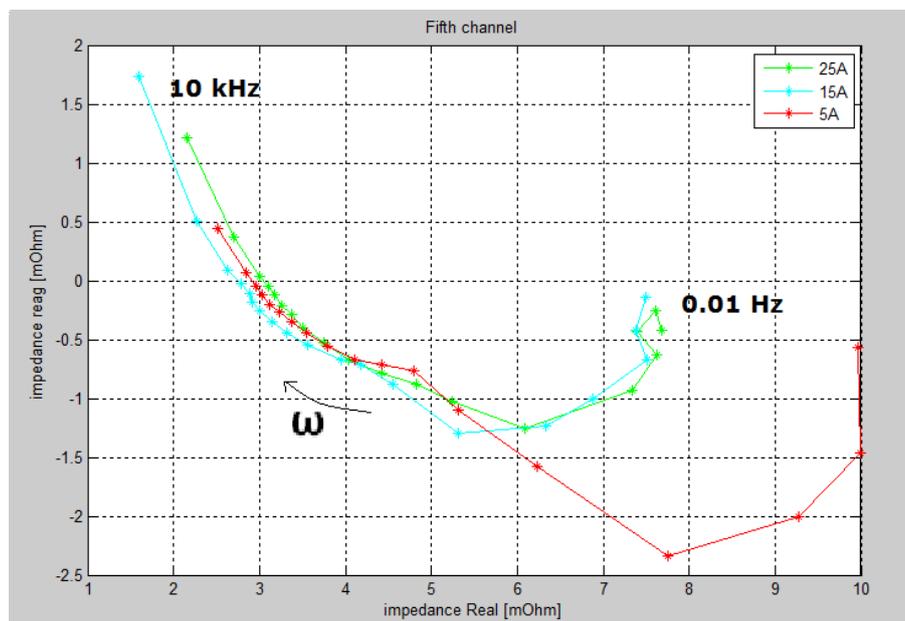


Abbildung 2: Nyquistdiagramm - Vergleich bei unterschiedlichen Zellströmen

Der Einfluß der Zelltemperatur auf die Impedanz

Der Laststrom wurde für diese Messungen auf 20 A festgelegt. Die Änderung der Impedanz in Abhängigkeit zur Temperatur läßt sich vor allem durch die starke Abhängigkeit der Ionenleitfähigkeit des Elektrolyts darstellen. Vor allem bei geringeren Temperaturen (Abb.3) wirkt dieser Einfluß dominierend auf die Impedanz.

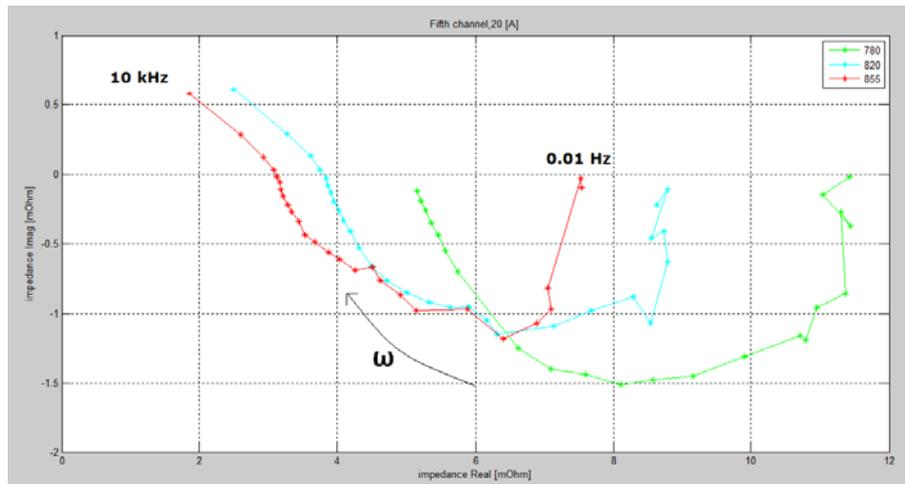


Abbildung 3: Nyquistdiagramm – Vergleich bei unterschiedlichen Zelltemperaturen

Gegensätzlich dazu zeigt das Bodediagramm (Abb.4) kaum einen Einfluß der Temperatur auf die Phasenlage. Eine Bewertung der Zelltemperatur ist also nur bei Frequenzen über 10 Hz aus dem Betrag der Impedanz sicher möglich.

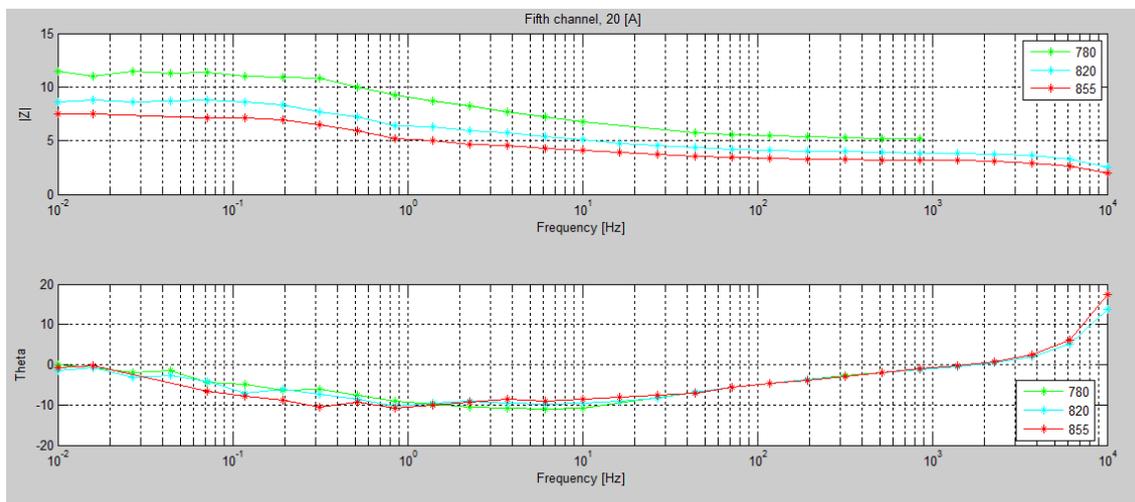


Abbildung 4: Bodediagramm – Vergleich bei unterschiedlichen Zelltemperaturen

Der Einfluß der Partialdrücke auf die Impedanz

Für den Einfluß der Partialdrücke auf dem fünften Kanal wurde der Stack mit 25 A bei 850 °C belastet. Als Referenz diente der Kurvenverlauf bei einem Volumenstrom von 70 l/min auf der Kathode und einer Propanversorgung von 1 l/min. Durch den relativ hohen Kathodenluftstrom konnte mit keiner signifikanten Änderung des Kurvenverlaufs gerechnet werden. Der Partialdruckverlust beträgt, zwischen dem Ein- und Ausgang theoretisch berechnet, in der Kathode weniger als 2 %. Der Partialdruckverlust in der Anode hingegen lag bei diesen Einstellungen bei etwa 37 %. Es wäre anzunehmen, daß eine Verringerung der Volumenströme in der Anode eine markantere Änderung des Kurvenverlaufs nach sich ziehen würde, als in der Kathode. Dieses konnte bei diesem Versuch (siehe Abb.5) jedoch nicht nachgewiesen werden. Bei der Änderung des Kathodenstroms zeigten sich hingegen starke Änderungen in der Impedanzkurve.

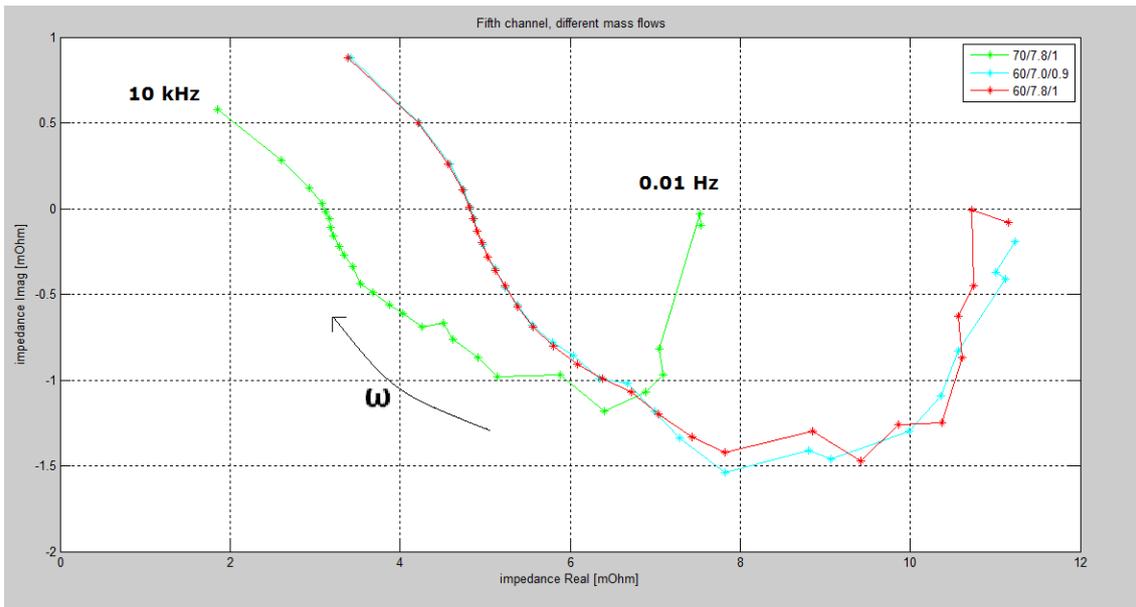


Abbildung 5: Nyquistdiagramm - Vergleich bei unterschiedlichen Gasströmen

Die Möglichkeit der Bestimmung von Partialdruckänderungen mindert sich durch das Fehlen der Veränderung der Phasenlage. Eine klare Abgrenzung zu anderen Einflußbedingungen ist nicht zu erkennen.

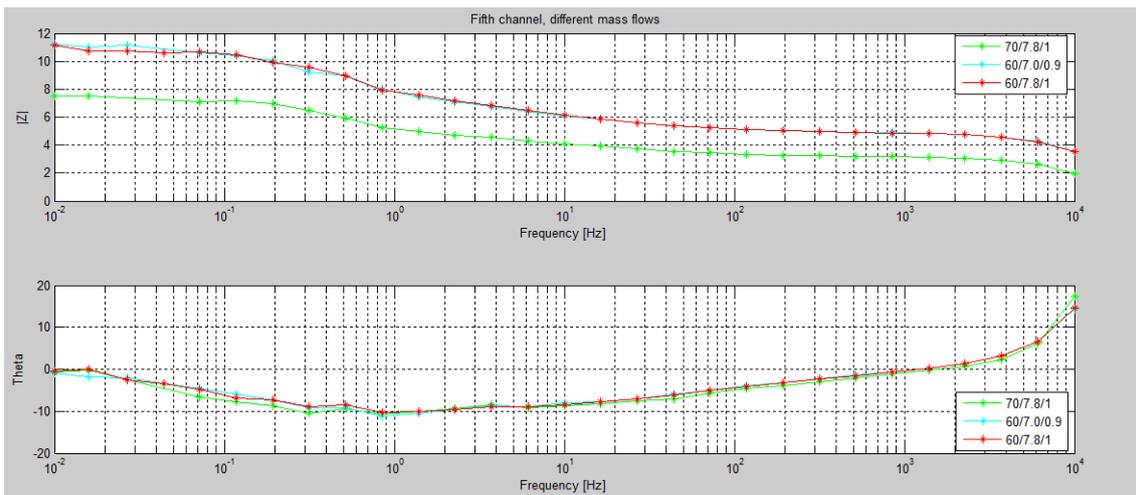


Abbildung 6: Bodediagramm - Vergleich bei unterschiedlichen Gasströmen

5. FAZIT UND AUSBLICK

Durch die Ähnlichkeiten der Impedanzkurven in den Abhängigkeiten von Temperatur und Sauerstoffpartialdruck lassen sich die Größen nur sehr schwer einander zuordnen. Sich überlagernde Effekte bei der Steuerung des Stacks erschweren zusätzlich die sichere Zuordnung. Die scheinbar fehlende Wirkung des Brenngasnutzungsgrades auf die Impedanz forciert weitere Überprüfungen. Das Ziel ist die Bestimmung von geeigneten Frequenzen, die bei eine F-EIS (Fast Elektro chemical Impedance Spectroscopy) hinreichende Informationen über den Zustand einer SOFC liefern können. Ein weitere spezielle Anwendung der F-EIS wird im Beitrag von Andreas Miege „Online-Feuchtedetektion in PEM-Brennstoffzellen durch eine schnelle Impedanzspektroskopie“ detailliert betrachtet.

QUELLEN

- [1] Larminie J., Dicks A., "Fuel Cell Systems Explained", Second Edition 2003
- [2] O'Hayre R., Cha S.-W., Colella W., Prinz F.-B., "Fuel Cell Fundamentals", Second Edition 2009

„P2G als Instrument zur Portfolioergänzung im Bereich dezentraler Energiewandlung?“

A. Dengel¹

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

Schlüsselwörter

Energiespeicher, Power to Gas (P2G), Flexibilisierung von Kraftwerksanlagen, Lastspitzen, Elektrolyse, Methanisierung

Zusammenfassung

Fossil betriebene Kraftwerke können auf Grund der sich stark veränderten Rahmenbedingungen nicht mehr so betrieben werden, wie sie geplant und gebaut wurden. Insbesondere die Anforderungen an Flexibilität und Mindestlast dieser Anlagen haben deutlich zugenommen. Unter diesen Randbedingungen hat eine Technik, die erlaubt, elektrische Energie in nennenswertem Maße zwischenspeichern, nicht nur eine „Daseinsberechtigung“; vielmehr würde sie gerade in Verbindung mit den verschiedenen Erzeugungsinstrumenten im Portfolio eines Energieversorgers deren Einsatz weiter flexibilisieren und wirtschaftlicher darstellen können. Deshalb wird auf Basis des technischen Standes der Power to Gas (P2G) Technologie untersucht, wann und unter welchen Randbedingungen – eventuell im Zusammenwirken mit anderen Technologien – mit ihr ein Mehrwert – ökonomisch und ökologisch – zu erzielen ist.

Einleitung

Durch die Energiewende und den damit einhergehenden Ausbau der Erneuerbaren Energien ergeben sich große Herausforderungen an das zukünftige Energiesystem. Im Bereich Wärme und Verkehr stagniert der Ausbau der Erneuerbaren in den letzten Jahren, im Bereich Strom stehen Versorgungssicherheit und Kosten im Vordergrund. Windkraft und Photovoltaik führen aufgrund der hohen Volatilität und schlechten Prognostizierbarkeit zu Zeiten mit Stromüberschüssen bzw. –mangel, was zur Veränderung der Kostenstrukturen führt. Die Möglichkeiten zur Stromspeicherung sind großtechnisch bis auf Pumpspeicherwerke nicht nennenswert, so dass volatile Erneuerbare Anlagen oft abzuregeln sind. Um die Energiewende erfolgreich zu realisieren, müssen Stromnetzausbau, Demand side management, der Betrieb flexibler Spitzenlastkraftwerke, die F&E im Bereich der Energiespeicher und Lösungen für den Wärme- und Verkehrsbereich verstärkt verfolgt werden.

Die Rolle von Power-to-Gas (P2G)

Die P2G-Technologie deckt im Hinblick auf die Anforderungen der Energiewende zahlreiche Aspekte ab. So wird durch den Einsatz von P2G-Anlagen die Nutzung und Umwandlung von Überschussstrom in Gas möglich. Im Vergleich zu anderen Energiespeichern bietet P2G aufgrund der hohen Speicherkapazitäten (das erzeugte Gas kann im bereits vorhandenen Erdgasnetz zwischengespeichert werden) die Möglichkeit der großtechnischen und langfristigen Energiespeicherung. Durch die Umwandlung von Strom in Gas ergeben sich vielseitige Anwendungsmöglichkeiten für (Erneuerbaren) Strom: Wärmeerzeugung, Rückverstromung, Kraftstoff- und stoffliche Nutzung. Dadurch können zum einen die Sektoren Wärme und Verkehr auf Erneuerbare Energien umgerüstet

werden, zum anderen kann die Versorgungssicherheit auf Basis Erneuerbarer Energien durch die Rückverstromung in flexiblen Stromerzeugungsanlagen erhöht werden.

Technische Verfahren und notwendige Komponenten [1]

Es stehen im Rahmen der P2G-Technologie zahlreiche verschiedene Umsetzungsmöglichkeiten zur Verfügung. Sämtlichen Technologiepfaden gemein ist der Einsatz von Strom in einer Elektrolyseanlage zur Herstellung von Wasserstoff.

Zur Stromversorgung einer P2G-Anlage wird üblicherweise Windkraft oder Photovoltaik angedacht. Grundsätzlich ist es aber auch möglich, Strom aus anderen Anlagen wie z.B. auch KWK-Anlagen, Kohlekraftwerken oder dem allgemeinen Stromnetz (z.B. auch als negative Regelenergie) zu beziehen.

Der Strom wird unter Zugabe von Wasser in einer Elektrolyseanlage in Wasserstoff und Sauerstoff umgewandelt. Dabei entsteht Abwärme. Derzeit gibt es drei verschiedene Arten von Elektrolyseanlagen: alkalische Elektrolyse, PEM-Elektrolyse und Hochtemperaturelektrolyse. Bei der alkalischen Elektrolyse handelt es sich um eine etablierte Technologie, die zu vergleichsweise überschaubaren Investitionskosten (800-1.000 €/kW_{el}) erhältlich ist. Wirkungsgrade liegen zwischen 78-85%, die Abwärmtemperatur bei 70-85°C. Allerdings weist die alkalische Elektrolyse derzeit ein schlechtes dynamisches Lastwechselverhalten (Teillastbereich 80-100 %) auf und eignet sich insofern nur bedingt für die flexible Anwendung in einer P2G-Anlage.

Ein deutlich besseres Teillastverhalten weist dagegen die PEM-Elektrolyse auf (Teillastbereich 0-100 %, Überlastfähigkeit bis 300%), weshalb diese als aufstrebende Technologie mit hohem Entwicklungspotenzial gilt. Wirkungsgrade liegen derzeit zwischen 65-75 %, die Abwärmtemperatur bei 50-90°C. Anlagengrößen lagen bisher nur im Bereich von einigen 100 kW_{el}. Die Investitionskosten für die PEM-Elektrolyse liegen ca. doppelt so hoch wie für die alkalische Elektrolyse.

Die Hochtemperaturelektrolyse befindet sich derzeit noch in einem frühen Entwicklungsstadium, weshalb nur wenige Informationen dazu verfügbar sind. Es zeichnet sich jedoch ab, dass Wirkungsgrade um 90 % und Abwärmtemperaturen von bis zu 1.000°C zu erreichen sind.

Auch im Bereich der lokalen Wasserstoffspeicherung, die je nach Anlagenkonzeption als Pufferspeicher für die Elektrolyse oder für Flexibilität bei der Gasnutzung benötigt wird, stehen unterschiedliche Technologien zur Verfügung: Drucktanks (Stahl), Metallhydridtanks oder Flüssigwasserstofftanks (LH₂-Tanks). Daneben gibt es für Wasserstoffspeicherung noch Carbon-Tanks, die aufgrund des hohen Druckniveaus jedoch in erster Linie bei Tankstellen zum Einsatz kommen.

Im Rahmen der P2G-Technologie besteht die Möglichkeit, aus dem Wasserstoff Methan herzustellen. Durch den zusätzlichen Verfahrensschritt verschlechtert sich allerdings der Gesamtwirkungsgrad des P2G-Prozesses und es fallen zusätzliche Investitionskosten an. Sämtliche Methanisierungsanlagen befinden sich zudem noch im Entwicklungs-, Pilot- oder bestenfalls Demonstrationsstadium. Unterschieden werden die katalytische und die direkte oder biologische Methanisierung. Allen Methanisierungsverfahren gemein ist der Bedarf an CO₂, das aus unterschiedlichen Quellen stammen kann.

Bei katalytischen Methanisierungsanlagen liegen die Wirkungsgrade zwischen 60-70 %. Es werden Abwärmtemperaturen zwischen 280-700°C erreicht. Die Kosten betragen etwa 1.200 €/kWCH₄.

Bei der biologischen Methanisierung wandeln spezielle Mikroorganismen H₂ und CO₂ im Biogasreaktor in CH₄ um. Der Wirkungsgrad des Verfahrens liegt bei bis zu 80 %, die Kosten liegen voraussichtlich bei 2.000 €/kWCH₄.

Wird H_2 in CH_4 umgewandelt, so kann es problemlos, unlimitiert in das Erdgasnetz eingespeist werden, bzw. in sämtlichen erdgasbetriebenen Anlagen zum Einsatz kommen. Je nach Einspeisepunkt und Druckstufe des Gasnetzes muss eine Kompression des Gases erfolgen.

Wird auf die Umwandlung von H_2 in Methan verzichtet, so kann H_2 bis zu einem gewissen Prozentsatz ins Erdgasnetz eingespeist werden. Hierbei sind die lokalen Gegebenheiten zu berücksichtigen. Sämtliche Anlagenkomponenten müssen technisch für den Einsatz eines Erdgas-Wasserstoff-Gemisches geeignet sein. Zudem sind die Veränderungen der Gaseigenschaften auch in anderen Bereichen wie z.B. der Stoffstrombilanzierung für die Abrechnung usw. zu beachten.

Pilotprojekte [1]

Bisher sind 16 P2G-Projekte in Deutschland bekannt, die sich v.a. in Leistungsklasse und H_2 -Nutzung unterscheiden. Die meisten der Anlagen bewegen sich derzeit noch in einem Leistungsbe-
reich von wenigen 100 kW_{el}. Die beiden größten Anlagen (die bestehende Audi e-gas Anlage in Werlte und der geplante Energiepark Mainz) erreichen eine Elektrolyseleistung von 6 MW_{el}. Sämtliche Anlagen haben Forschungs- und Demonstrationscharakter, erreichen keine Wirtschaftlichkeit und werden häufig sehr stark gefördert.

Anwendungsfälle bei der STEAG New Energies GmbH

Die STEAG New Energies GmbH betreibt bundesweit mehr als 200 Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme überwiegend auf Basis regenerativer Energieträger wie Biomasse, Biogas, Grubengas und Geothermie, aber auch konventioneller fossiler Primärenergien. Daneben werden im Konzern an 10 Standorten Kraftwerke mit einer installierten Leistung von rund 7500 MW_{el} betrieben.

Hieraus abgeleitet, ergeben sich technisch gesehen eine Reihe von Anwendungsfällen. Um die Frage des Titels zu beantworten, P2G ist ein Instrument, die dezentrale Energiewandlung in Richtung volatiler Erneuerbarer Energien zu ergänzen. Aber insbesondere unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit und dem Stand der P2G Technologie – es werden bis zur Marktreife Zeiten genannt von bis zu 15 Jahren - sollten zuerst dort Anlagen detaillierter geplant werden, wo die Randbedingungen aus vorhandener Infrastruktur am besten sind. Dies reduziert die Investitionskosten und maximiert die Erlössituation. Hier würde sich ein Kraftwerksstandort besonders eignen.

Einbindung einer P2G Anlage in einen Kraftwerksstandort [2]

An einem Kraftwerksstandort verfügt man neben der eigentlichen Kraftwerksanlage oft noch über zusätzliche Energiewandler, wie beispielsweise BHKW - gerade im Saarland und in Nordrhein-Westfalen auf Basis Grubengas. Darüber hinaus bestehen Zugänge zu den entsprechenden Netzen auf Basis Elektrizität, Erdgas und Grubengas. CO_2 steht dementsprechend auch aus verschiedenen Quellen zur Verfügung.

Die direkte Anbindung einer P2G-Anlage an ein thermisches Kraftwerk bietet die Chance, neben der reinen Wasserstoffgewinnung zusätzliche Erlöse durch die gezielte Aufnahme von elektrischer Energie zu generieren. Indem bereits mit dem Bezug der elektrischen Energie Dienstleistungen erbracht werden, die entsprechend vergütet werden können, kann die P2G-Anlage einen zusätzlichen Deckungsbeitrag erzielen. Der gewonnene Wasserstoff kann in das Grubengasnetz eingespeist, gespeichert und bei entsprechender Nachfrage genutzt werden. Anfallende Nebenprodukte wie Sauerstoff und Abwärme können im Kraftwerk selbst bzw. in der Fernwärmeversorgung sinnvoll weiter-

verwertet werden. Gleichzeitig kann die P2G-Anlage gezielt zur Entlastung des Kraftwerks eingesetzt werden, indem mit Hilfe der Elektrolyse gezielt ungünstige Betriebszustände des Kraftwerks zu vermeiden.



Abb. 1: Kraftwerksstandort im Saarland

Die Elektrolyse ist Herstellerangaben zufolge in der Lage, in Echtzeit auf wechselnde Betriebszustände zu reagieren, sodass folglich sowohl Primär- als auch Sekundärregelleistung mit P2G-Anlagen bereitgestellt werden kann. Damit könnte die Elektrolyse, gerade bei geringer Auslastung des Kraftwerks dieses durch Wegfall der entsprechenden kurzfristigen Leistungsgradienten entlasten. Hinzu kommt, dass Kraftwerke zur Vorhaltung positiver Primärregelleistung ständig Primärdampf zurückhalten, um bei Abruf von Regelleistung schnell zusätzliche Leistung auf die Turbine geben zu können. Damit gehen permanent ca. 1,5 % der Kraftwerksleistung ungenutzt verloren, die durch Einsatz der Elektrolyse in der Primärregelung zusätzlich verfügbar gemacht würden. Abb. 2 zeigt hierzu beispielhaft die Netzfrequenz am 01.03.2013 sowie eine Simulation des entsprechenden Primärregelleistungsabrufs für die Elektrolyse.

Durch die Zunahme, der Einspeiseleistung der erneuerbaren Energieträger, werden sich Situationen häufen, in der thermische Kraftwerke ihre Energie nicht mehr zu Grenzkosten verkaufen können. Konventionelle Kraftwerke, die bislang den Mittellastbereich mit wenigen Starts pro Jahr abdecken, müssen bis zum Jahr 2020 mehr als 300 Abfahrten pro Jahr bewältigen können. Mit jeder Abfahrt entstehen jedoch nicht nur mechanische Belastungen auf kritische Bauteile durch starke Temperatur- und Druckgradienten, die die Zeitstandsfestigkeit der Bauteile negativ beeinflussen, sondern auch direkte finanzielle Nachteile, durch:

- Stromkosten, die durch den Stillstandsbezug der Kraftwerke verursacht werden
- Anfahrtkosten, in erster Linie in Form von Öl und Kohle, die zum Starten des Kraftwerks genutzt werden, bevor das Kraftwerk zum ersten Mal Strom an das Netz abgibt

- entgangene Erlöse aus der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, z.B. in Form von Regelenergie, oder an Kurzfristmärkten

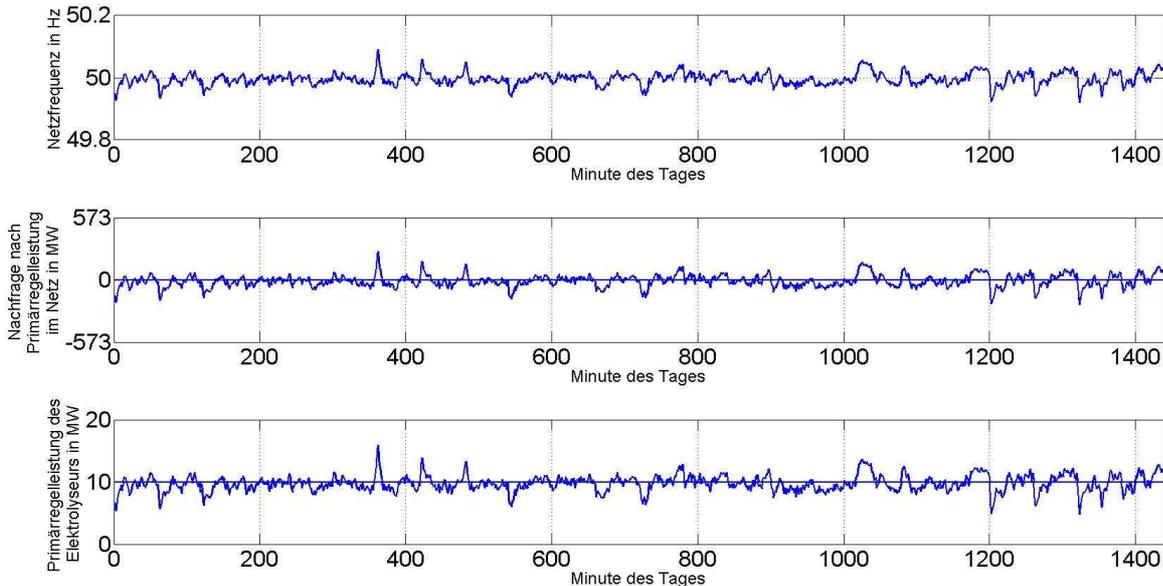


Abbildung 2: Darstellung der Netzfrequenz am 01.03.2013 für Deutschland (Oben), [3], der angeforderten Primärregelleistung in der Regelzone des ÜNB Amprion (Mitte) und eine Simulation des Primärregelleistungsabruf einer Beispielhaften Elektrolyseanlage mit einer Anlagenleistung mit 20 MW_{el} (Unten)

Ist ein Kraftwerk als Wärmelieferant zur Versorgung von Fernwärme eingesetzt, ist es gerade im Winter und in der Übergangszeit zur Sicherstellung der Wärmeversorgung von Privat- und Industriekunden unverzichtbar. Aus diesem Grund ergibt sich aus der angeforderten Wärmeleistung des Fernwärmenetzes eine mindestens zu erbringende elektrische Leistung des Kraftwerks. In diesen Situationen ist das Kraftwerk direkt abhängig von den im Extremfall sogar negativen Strompreisen an der Strompreisbörse EEX. In einer solchen Situation kann die Elektrolyse einen Teil der Leistung des Kraftwerks aufnehmen und dieses damit zumindest teilweise vor massiven Verlusten aus dem Verkauf der elektrischen Energie schützen.

Ausblick und Fazit

Die P2G Technologie hat noch Entwicklungsschritte zu bewältigen, bis sie großtechnisch eingesetzt werden kann. Auch unter Zugrundelegung aller heutigen gesetzlichen Vergünstigungen, wie beispielsweise der Befreiung von Stromsteuer und Stromnetzentgelten ist diese Technologie noch weit von einer Wirtschaftlichkeit entfernt. Deshalb muss versucht werden, durch innovative Nutzung von Synergien Projekte mit P2G zu entwickeln, um diese Technologie auszutesten, zu optimieren und langfristig zu etablieren.

Literatur

- [1] Die allgemeinen Aussagen zu P2G sind vom Inhalt her einer Studie der Transferstelle Bingen (TSB) entnommen, die im Auftrag der STEAG New Energies GmbH in 2013 angefertigt wurde
- [2] Einbindung einer Power-To-Gas-Anlage in einen Kraftwerksstandort, Masterthesis Philip Schmit, 2013
- [3] 50Hertz 2013

DIE INTEGRATION ERNEUERBARER ENERGIEN IN ENERGIE- UND VERKEHRSWIRTSCHAFT DURCH WASSERSTOFF

O. Ehret

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

Schlüsselwörter: Energiewende, MKS, Wasserstoff, Windkraft, Biomasse, Kraftstoff, Energiespeicher, CEP, H₂ Mobility

Der im Energiekonzept der Bundesregierung angelegte Ausbau erneuerbarer Energien bietet große Vorteile. Allerdings stellt sich die Frage nach der Einbindung stark wachsender Mengen unregelmäßig anfallenden Stroms, welche zunehmend die Aufnahmekapazitäten bestehender Netze überfordern. Neben Netzausbau und anderen Maßnahmen ist der Aufbau neuer Energiespeicherkapazitäten, vor allem für die längerfristige Speicherung großer Energiemengen, gefragt. Zugleich sieht die *Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie* der Bundesregierung sowohl die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor wie auch eine stärkere Integration von Energie- und Verkehrsenergiewirtschaft vor.

Das *Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP)* wurde durch die Bundesregierung aufgesetzt, um wesentliche Vorteile der betroffenen Technologien zu erschließen. Die *Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW)* wurde mit der inhaltlichen Umsetzung betraut. Wasserstoff bietet sich als Energieträger sowohl für den stationären Sektor wie auch den Verkehrsbereich an; durch Herstellung des Wasserstoffs auf Basis erneuerbarer Energien wird die Einbindung ‚Erneuerbarer‘ in bislang von fossilen Brennstoffen dominierte Wirtschaftsbereiche möglich. Zudem ermöglicht der Einsatz von Wasserstoff die Nutzbarmachung der hohen Effizienzpotentiale der Brennstoffzelle. Im Ergebnis des Zusammenwirkens von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien stehen erhebliche Einsparungen an Klima- und anderen Emissionen, wie in den Zielsetzungen der Energiewende angelegt.

Die im Rahmen des NIP durchgeführte und im Januar 2013 vorgestellte Studie *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem* belegt die herausragende Speicherkapazität und Eignung von Wind-Wasserstoff-Systemen für die saisonale Energiespeicherung. Zugleich werden erhebliche Synergiepotenziale zwischen stationärer Speicherung und Einsatz des Wasserstoffs als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge ermittelt. Gerade die Nutzung als Kraftstoff erweist sich in einigen Szenarien als zukünftig wirtschaftlich attraktiv. Alternativ kann Wasserstoff ins Erdgasnetz eingespeist oder als Industriegas genutzt werden. Das NIP fördert auch einige Demonstrationsprojekte an der Schnittstelle stationärer und mobiler Nutzung auf Basis erneuerbarer Energien bereitgestellten Wasserstoffs.

Das Wind-Wasserstoff-Demonstrationsprojekt *RH₂-WKA* der Firma *Wind-projekt* widmet sich stationärer Energiespeicherung und wurde September 2013 feierlich in Betrieb genommen. Der Baubeginn eines weiteren Projekts von *E.ON Hanse* und Partnern zur Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz wurde Juni 2013 öffentlichkeitswirksam vollzogen. Beide Projekte arbeiten mit innovativen Elektrolyseuren im MW-Bereich - bei letztgenanntem Vorhaben kommt erstmals ein PEM-Elektrolyseur dieser Leistung zum Einsatz - und knüpfen an eine Vielzahl anderer Projekte an. So werden an mehreren Wasserstofftankstellen der *Clean Energy Partnership* (CEP) Elektrolyseure betrieben; darüber hinaus wird Wind-Wasserstoff vom *Hybridkraftwerk Prenzlau* der Firma *Enert-rag* und Partner vertankt. Lernerfahrungen z.B. hinsichtlich technischer Optimierung und Kostenminderung werden ausgetauscht und kommen der weiteren Technologieentwicklung und der Erschließung von Synergien zwischen stationären und mobilen Anwendungsfeldern zugute.

Ein wesentlicher Treiber der Gesamtentwicklung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien bleibt der Verkehrsbereich. Gerade hier sind noch erhebliche Herausforderungen hinsichtlich der Einbindung erneuerbarer Energien und Emissionsminderungen zu meistern. Vor diesem Hintergrund wird ein großer Teil der im NIP verfügbaren Mittel zur Innovationsförderung bei Brennstoffzellenfahrzeugen, Wasserstofftankstellen und auf erneuerbaren Energien beruhender Wasserstoffproduktion verwendet. In der seit 2003 bestehenden und stetig wachsenden CEP werden 2013 über 130 Brennstoffzellenautos und -busse sowie 15 Tankstellen jeweils hochmoderner Technologie betrieben; bis 2015 werden weiter wachsende Fahrzeugflotten durch 35 zusätzliche Tankstellen mit Kraftstoff versorgt. Dabei kann neben Wind-Wasserstoff auch durchaus Wasserstoff auf Basis von Biomasse eine wesentliche Rolle spielen; wie die im Februar 2013 vorgestellte NIP-Studie *Hy-NOW* anhand der Evaluierung relevanter Verfahren und Technologien ermittelt. Insgesamt belegen Demonstrationsprojekte und Studien, dass der Einsatz von Wasserstoff- und Brennstoffzellen eine der vielversprechendsten Zukunftsoptionen für den Verkehrsbereich ist.

Nicht von ungefähr haben sich zahlreiche Unternehmern der Automobil-, Mineralöl- und Gaseindustrie mit erheblichem Einsatz in der CEP engagiert: nach erfolgreicher technologischer Demonstration und großen Fortschritten hinsichtlich notwendiger Kostenreduktion sind heute maßgebliche wirtschaftliche Akteure von der kommerziellen Attraktivität wasserstoffbasierter Mobilität überzeugt. Ende September 2013 verkündeten die sechs zentralen Partner der seit 2009 bestehenden und von NOW moderierten Initiative *H₂ Mobility* die Unterzeichnung eines konkreten Handlungsplans zum Aufbau eines flächendeckenden Wasserstoff-Tankstellennetzes. *Air Liquide, Daimler, Linde, OMV, Shell* und *Total* zufolge soll die öffentliche Wasserstoff-Infrastruktur in Deutschland bis zum Jahr 2023 auf rund 400 Tankstellen ausgebaut werden. Dafür sind Gesamtinvestitionen von etwa 350 Millionen Euro geplant. Nach Gründung eines Joint Ventures sollen die ersten 100 Tankstellen bis 2017 in Betrieb gehen. Der Infrastrukturaufbau erfolgt in engem Austausch mit einer Reihe von Automobilherstellern, um eine koordinierte und breite Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen und Infrastruktur zu gewährleisten. Im Sinne der Weiterentwicklung der technologischen Basis wird die Fortsetzung des NIP über 2016 hinaus als unerlässlich erachtet.

Erste Erkenntnisse aus dem Betrieb eines alkalischen Druckelektrolyse-Prototypen

Ulrich R. Fischer, Daniel Tannert, Perco Krüger, Christian Ziems, Hans-Joachim Krautz

Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Lehrstuhl Kraftwerkstechnik,
Universitätsstraße 22, D-03046 Cottbus
E-Mail: ulrich.fischer@tu-cottbus.de

Zusammenfassung

Am Wasserstoff-Forschungszentrum der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg wurde im Juni 2012 der Prototyp eines 60 bar Druckelektrolyseurs installiert und schrittweise in Betrieb genommen. Das wesentliche Ziel der Forschungsarbeiten ist die Erprobung der alkalischen Druckelektrolyse bei direkter Kopplung mit fluktuierender Windenergie, die Weiterentwicklung von Steuerungs- und Regelungskonzepten, die Modellierung technischer Parameter sowie die Untersuchung wirtschaftlicher Aspekte. Insgesamt liegt der Vorteil der Druckelektrolyse gegenüber der atmosphärischen im vergleichsweise geringeren anlagentechnischen Aufwand sowie der elektrochemischen Kompression ohne Kompressoren mit verschleißenden Teilen. Inzwischen liegen erste Ergebnisse aus dem Testbetrieb vor, von denen ausgewählte Erkenntnisse exemplarisch vorgestellt werden. Es werden Messungen zur Temperatur- und Druckabhängigkeit der gemessenen Zellspannungen dargestellt und diskutiert.

Schlüsselwörter: Druckelektrolyse, Wind-Wasserstoff, dynamischer Elektrolysebetrieb

1 Einleitung

Die zunehmende Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien in Deutschland führt zu einem verstärkten Bedarf an Langzeitspeichern für überschüssige elektrische Energie. Die installierte Leistung von Windenergieanlagen erreicht in Deutschland 2013 (Stand Juni 2013) ca. 32,6 GW, die von Photovoltaikanlagen 3,2,9 GW [1]. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Elektroenergieverbrauch beträgt in Deutschland derzeit 23%. In Brandenburg ist die Situation besonders ausgeprägt. Hier sind Windenergieanlagen mit 4,9 GW Leistung und PV-Anlagen mit 2,6 GW Leistung installiert (Stand Juni 2013) [2]. In Brandenburg tragen die erneuerbaren Energien bereits mit bis zu 75% zum jährlichen Verbrauch an elektrischer Energie bei [2]. Die Umwandlung von erneuerbarer Überschussenergie durch Wasserelektrolyse in Wasserstoff gilt als eine der Schlüsseltechnologien für das Gelingen der Energiewende. Die Zwischenspeicherung von Wasserstoff bietet die Möglichkeit der notwendigen Langzeitspeicherung im Maßstab von Terawattstunden.

Vor diesem Hintergrund wurde an der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg im Juni 2012 das Wasserstoff-Forschungszentrum eröffnet. Gleichzeitig wurde im Rahmen des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens „Erzeugung von Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien“ in Zusammenarbeit mit der ENERTRAG AG mit der Installation und

Inbetriebnahme eines alkalischen 60 bar Druckelektrolyse-Prototypen begonnen. Das wesentliche Ziel der Forschungsarbeiten ist die Erprobung der alkalischen Druckelektrolyse bei direkter Kopplung mit fluktuierender Windenergie, die Weiterentwicklung von Steuerungs- und Regelungskonzepten, die Modellierung technischer Parameter sowie die Untersuchung wirtschaftlicher Aspekte.

Inzwischen ist die Inbetriebnahme abgeschlossen, und es liegen erste Ergebnisse aus dem Testbetrieb vor, von denen hier einige exemplarisch vorgestellt werden.

2 Beschreibung der Druckelektrolyse-Anlage

2.1 Überblick über die Anlagenparameter

Der alkalische Druckelektrolyse-Prototyp mit einer maximalen Produktionsleistung von $30 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Wasserstoff sowie einem Maximaldruck von 58 bar ist derzeit die einzige Versuchsanlage dieser Art und Größenordnung in Deutschland. Wegen der geringeren Degradation der Elektroden, der technologischen Verfügbarkeit größerer Elektrodenflächen und damit größerer Elektrolyseleistungen sowie der besseren Ressourcensicherheit durch den Verzicht auf teure Edelmetallkatalysatoren bietet die robuste alkalische Elektrolysetechnologie gegenüber der PEM-Elektrolyse noch deutliche Vorteile.

Der Elektrolysestack besteht aus 24 Einzelzellen mit einer Zellfläche von je $0,44 \text{ m}^2$. Die Elektroden sind auf der Kathodenseite zur Verminderung der Überspannung mit einer VPS-Beschichtung katalytisch aktiviert [3]. In Abbildung 1 sind die Druckkapsel sowie oberhalb die Separatoren zur Abscheidung der Produktgase zu sehen.



Abbildung 1: Foto des alkalischen Druckelektrolyseurs

Der hohe Enddruck wird in der vorliegenden Elektrolyseur-Konstruktion durch den externen Druckbehälter, der den Elektrolyseurstack umschließt, ermöglicht. Dieses Prinzip ist in der 3D-Darstellung mit geöffnetem Druckbehälter in Abbildung 2 dargestellt. Der Raum zwischen Elektrolyseurstack und Druckbehälter ist im normalen Betrieb mit demineralisiertem Wasser gefüllt, das durch eine spezielle Druckregelung auf dem Arbeitsdruck des Elektrolyseurs gehalten wird. Damit ist der Differenzdruck zwischen Stackinnenvolumen und dem umgebenden Volumen innerhalb der Druckkapsel annähernd null. Dieses Konstruktionsprinzip hat den Vorteil, dass für den Aufbau des Stackrahmens wegen der geringeren Anforderungen an die Druckfestigkeit günstigere geeignete Kunststoffmaterialien verwendet werden können. Die Differenzdruckregelung zwischen Anoden- und

Kathodenraum erfolgt über die Laugen-Füllstände in den Separatoren. Sie verhindert eine zu hohe Druckdifferenz über den Diaphragmen des Elektrolyseurstacks durch die unterschiedlichen Volumina der Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff. Insbesondere im dynamischen Betrieb des Elektrolyseurs werden an diese Druckregelung hohe Anforderungen gestellt.

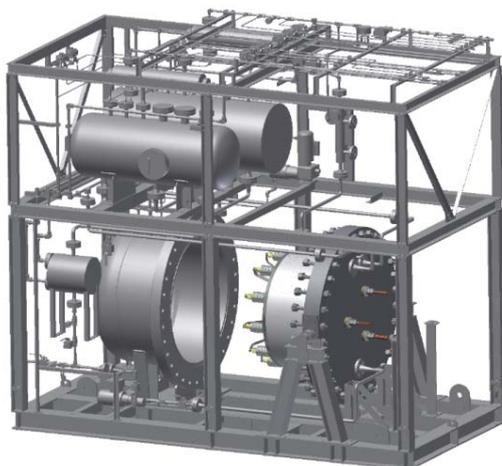


Abbildung 2: 3D-Ansicht des alkalischen Druckelektrolyseurs mit geöffneter Druckkapsel

In Tabelle 1 sind wichtige Anlagenparameter des Druckelektrolyseurs sowie der peripheren Anlagen zusammengefasst.

Tabelle 1 Spezifikationen der Druckelektrolyse-Anlage

Komponenten	Spezifikation
Gleichrichter	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Strombereich: 0..3000 A ▪ Spannung: 52 V
Stack	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betriebsdruck: 1..58 bar, externer Druckbehälter ▪ 24 Einzelzellen ▪ Elektrodenaktivierung (Kathode): VPS-Beschichtung ▪ Zellfläche Einzelelektrode: 0,44 m² ▪ Maximale Wasserstoff Produktion: 30 Nm³/h ▪ Maximalstrom DC: 3000 A ▪ Spez. Energieverbrauch < 4,5 kWh/Nm³ ▪ Nennlastbereich: <10..150 % ▪ Betriebstemperatur: 75°C ▪ Elektrolyt: 25..30% KOH
Gasreinigung- und trocknung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ KOH Filter, katalytische O₂-Entfernung, Adsorbereinheit zur Gastrocknung ▪ Gasqualität des produzierten Wasserstoffs : 5.0 (99.999 vol% H₂)
Speichertank	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Speichervolumen: 50 m³ geometrisch ▪ Druck: 42 bar_g

2.2 Vorteile der Druckelektrolyse

Der Vorteil der Druckelektrolyse gegenüber der atmosphärischen besteht im vergleichsweise geringeren anlagentechnischen Aufwand sowie der elektrochemischen Kompression ohne zusätzliche Kompressoren mit verschleißenden Teilen. Bei einem Druck von ca. 58 bar kann der Wasserstoff beispielsweise direkt in einen 43 bar Standardtank oder in eine Erdgas-Fernleitung ohne weitere Kompressorstufen eingespeist werden. Der Energieaufwand für die mechanische Kompression entfällt. Diesem anlagentechnischen und energetischen Vorteil steht der erhöhte Energieaufwand für die Druckelektrolyse gegenüber, der sich in einer höheren reversiblen Zellspannung bemerkbar macht. Mit der Nernst-Gleichung kann diese Zellspannungserhöhung in Abhängigkeit vom Anlagendruck berechnet werden [4]:

$$\Delta V_{rev} = \frac{RT}{2F} \ln \left[\left(\frac{P_{H_2}}{P_0} \right) \left(\frac{P_{O_2}}{P_0} \right)^{1/2} \right] \quad (1)$$

Hier ist ΔV_{rev} die Erhöhung der reversiblen Zellspannung bei einer Erhöhung des Anlagendrucks von P_0 auf P_{H_2} , R die universelle Gaskonstante, T die thermodynamische Temperatur und F die Faraday-Konstante. Würde man nur die Wasserstoffseite komprimieren ergäbe sich:

$$\Delta V_{rev} = \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{P_{H_2}}{P_0} \right) \quad (2)$$

Berücksichtigt man, dass bei der Produktion von einem mol Wasserstoff eine Ladung von $2F$ Coulomb fließt, so folgt mit (2) für die zusätzliche Arbeit ΔW aus der Spannungserhöhung ΔV_{rev} bei der Produktion von n mol Wasserstoff:

$$\Delta W = Q \times \Delta V_{rev} = n \times 2F \times \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{P_{H_2}}{P_0} \right) = nRT \ln \left(\frac{P_{H_2}}{P_0} \right) \quad (3)$$

Das ist offensichtlich die gleiche Arbeit, die auch bei der isothermen Kompression des Wasserstoffs von P_0 auf P_{H_2} aufgewendet werden müsste. Bei einem PEM-Elektrolyseur, der nach dem Prinzip des einseitigen Druckaufbaus nur auf der Wasserstoffseite arbeitet, ergäben sich dann wiederum Verluste wegen der verstärkten Wasserstoffdiffusion durch die Membran [5]. Formel (3) beschreibt nur die zusätzliche Arbeit für den Druckaufbau infolge der Erhöhung der reversiblen Zellspannung. Weiterhin sind aber irreversible Effekte zu berücksichtigen, die teilweise wieder gegenläufige positive Auswirkungen in Form einer Zellspannungserniedrigung haben. Zu diesen Effekten gehören die Verringerung des Elektrolytwiderstandes durch den geringeren Blasendurchmesser der Produktgase und eine bessere Elektrodenkinetik. Insgesamt kann also eine genauere Bewertung des Druckeinflusses nur durch Messungen am realen Druckelektrolyseur erfolgen.

3 Erste Messergebnisse aus dem Testbetrieb

3.1 Messergebnisse unter Variation von Temperatur und Druck

Der Druckelektrolyseur-Prototyp wird derzeit unter Variation verschiedener Parameter umfangreich vermessen. Zu den wichtigsten Parametern gehören unter anderem die Stromdichte, die Temperatur sowie der Druck. Beispielhaft sind die bisher vermessenen Kennlinienfelder für einen Druck von 10 bar und 40 bar in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellt. Die in Abschnitt 2 erläuterte Druckabhängigkeit der Zellspannung ist im direkten Vergleich bei der Diagramme zu beurteilen. Insgesamt ist eine leichte Zellspannungszunahme bei erhöhtem Druck zu sehen. Weitere Messungen müssen allerdings für eine genauere Quantifizierung erfolgen.

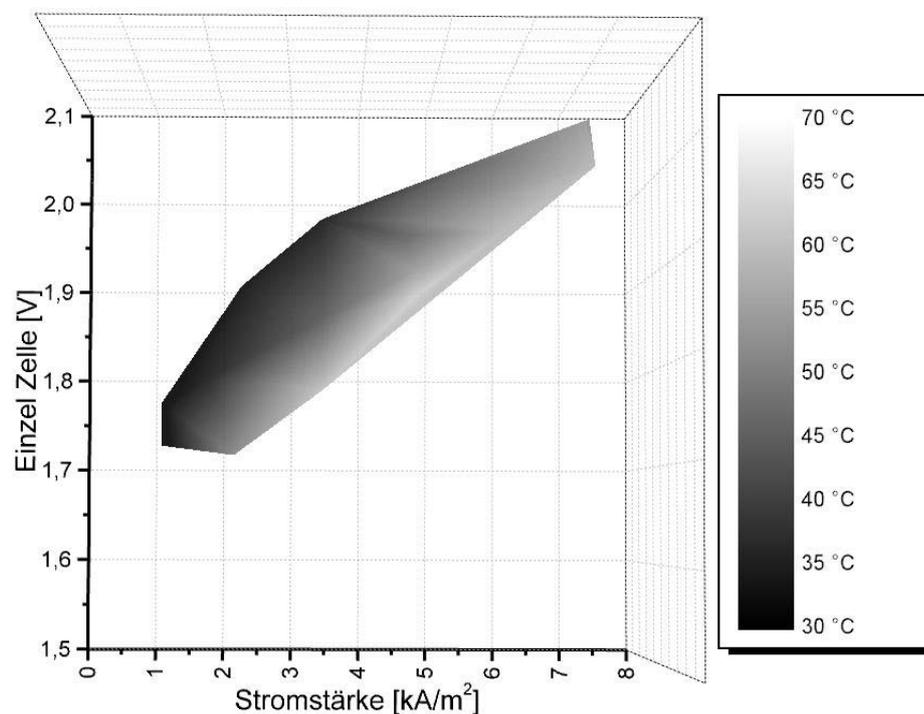


Abbildung 3: Messergebnisse der Einzelzellspannung bei 10 bar unter Variation der Stromstärke und der Temperatur

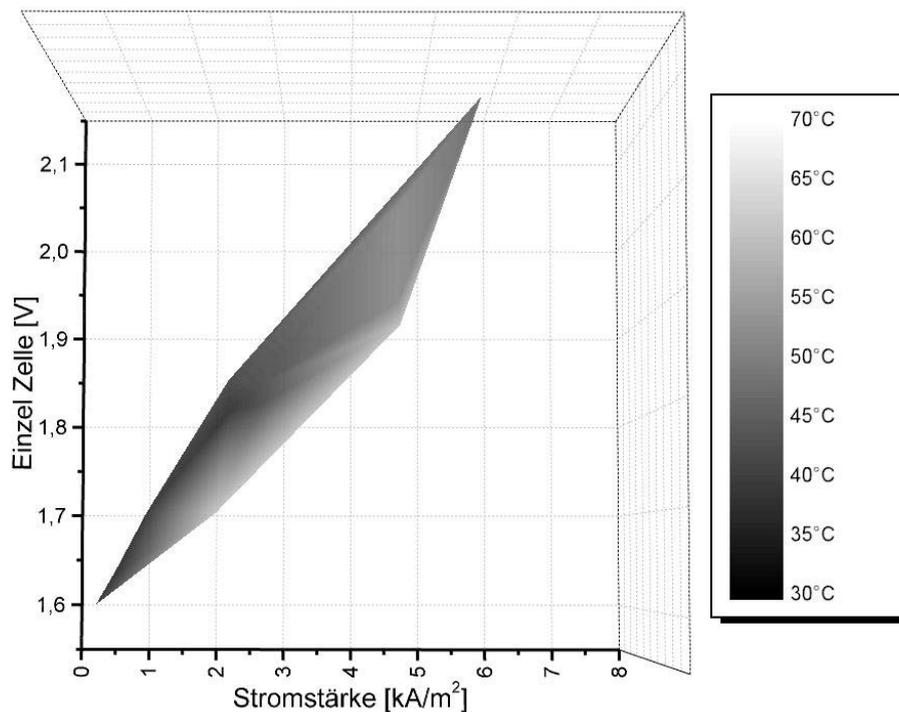


Abbildung 4: Messergebnisse der Einzelzellspannung bei 40 bar unter Variation der Stromstärke und der Temperatur

Sehr deutlich ist auch der Temperatureinfluss auf die Zellspannung erkennbar. Allein durch die Verringerung der reversiblen Zellspannung durch die Temperaturabhängigkeit der Änderung der molaren Gibbs-Energie ΔG ist gemäß Formel (4) eine Spannungserniedrigung von $0,845 \text{ mV/K}$ zu erwarten:

$$\frac{\partial V_{rev}}{\partial T} = \frac{1}{2F} \frac{\partial \Delta G}{\partial T} = -\frac{\Delta S}{2F} = -\frac{163,25 \text{ JK}^{-1} \text{ mol}^{-1}}{2 \cdot 96485 \text{ As} \cdot \text{mol}^{-1}} = -0,845 \frac{\text{mV}}{\text{K}} \quad (4)$$

Weitere Beiträge zur Verringerung der Zellspannung infolge Temperaturerhöhung ergeben sich aus der höheren Elektrolytleitfähigkeit mit einem kleineren Spannungsabfall über dem Elektrolyten sowie der geringeren Aktivierungsüberspannung an den Elektrodenoberflächen. Die realen Messwerte liefern einen Spannungsabfall der Einzelzelle in der Größenordnung von ca. $2 \text{ bis } 4 \text{ mV} \cdot \text{K}^{-1}$ bei einer Stromdichte von $0,4 \text{ kA} \cdot \text{m}^{-2}$. Andere Autoren [6, 7] berichten über einen Abfall von $2,8 \text{ mV} \cdot \text{K}^{-1}$ im Temperaturbereich zwischen 15°C und 65°C bei 25 bar und ebenfalls $0,4 \text{ kA} \cdot \text{m}^{-2}$. Die temperaturabhängigen Messungen lassen weiterhin erkennen, dass der Temperatureinfluss auf die Zellspannung zu geringeren Stromdichten hin zunimmt.

3.2 Messungen unter dynamischer Last

Eine Voraussetzung für die direkte Kopplung von Windenergieanlagen mit dem Druckelektrolyseur ist ein sehr gutes dynamisches Verhalten des Elektrolyseurs. Dazu wurden dynamische Belastungstests mit entsprechenden Stromrampen durchgeführt, die sowohl der Beurteilung der in diesem Falle wichtigen Gasreinheiten der Produktgase als auch der Verbesserung der Druckregelung des Elektrolyseurs dienen. In Abbildung 5 sind

reale Messwertaufnahmen für den dynamischen Betrieb bei einer Stromanstiegsgeschwindigkeit von 6 A/s zu sehen. Aufgezeichnet sind neben dem Eingangsstrom die Temperatur des Elektrolyts hinter dem Stackausgang, der Systemdruck sowie die Füllstände der Separatoren, nach denen die Druckregelung erfolgt. Deutlich ist zu erkennen, wie die Füllstände der Separatoren durch die unterschiedlichen Produktgasmengen und die darauf reagierende Druckregelung regelmäßig reagieren. Insgesamt bietet der Druckelektrolyseur-Prototyp ein sehr rasches Regelverhalten, welches durch weitere Verbesserung der Druckregelalgorithmen weiter optimiert wird.

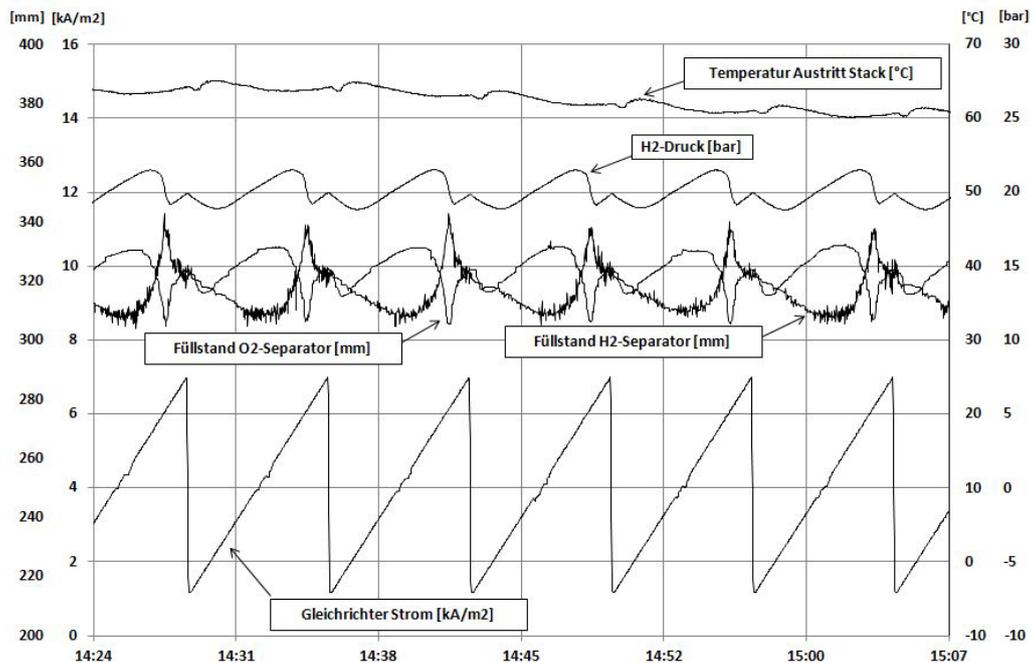


Abbildung 5: Dynamischer Testbetrieb des Druckelektrolyseurs

4 Ausblick

Die ersten Betriebserfahrungen mit dem alkalischen 60 bar Druckelektrolyse-Prototypen bestätigen dessen Eignung für den dynamischen Betrieb bei direkter Kopplung mit fluktuierender Windenergieeinspeisung. Es wurden erfolgreich statische Kennlinienfelder unter Variation von Druck, Temperatur und Stromdichte vermessen. Bisherige dynamische Tests bei definierten Stromrampen zeigen ein gutes Druckregelverhalten des Elektrolyseurs. Die dynamischen Tests werden unter Einbeziehung synthetischer Windenergieprofile fortgesetzt und dienen der weiteren Verbesserung der Regelalgorithmen und Betriebsmodi. Hier stehen auch das Teillastverhalten bei ausreichender Gasqualität der Produktgase sowie das Standby-Verhalten im Fokus. Die Optimierung des Zeldesigns wird künftig durch Messungen an einem Einzelzellversuchsstand unterstützt, bei dem der Aufbau einer Elektrolysezelle (Elektrodengeometrie, Zellgeometrie, Diaphragma etc.) variiert werden kann.

Die Untersuchungsergebnisse und Betriebserfahrungen mit dem Druckelektrolyse-Prototypen werden direkt in die Entwicklung der nächsten, für die dynamische Betriebsweise weiter optimierten Elektrolyseur-Generation, einfließen.

Literatur

- 1 www.energymap.info/energieregionen/DE/105.html (aufgerufen 8 August 2013)
- 2 www.energymap.info/energieregionen/DE/105/108.html (aufgerufen 8 August 2013)
- 3 Schiller, G., Borck, V. (1992) *Vacuum Plasma Sprayed Electrodes for Advanced Alkaline Water Electrolysis*. Int. J. of Hydrogen Energy, Vol 17, pp. 261-273
- 4 Stolten, D., Krieg, D. (2010): *Alkaline Electrolysis – Introduction and Overview*. In: Hydrogen and Fuel Cells, Wiley-VCH Verlag GmbH, Weinheim
- 5 Barbir, F., Moulthrop, L., Vock, H. (2003): *Hochdruckwasserstoff mittels PEM Elektrolyse*. REGWA- Symposium Stralsund, Tagungsband S. 160 ff.
- 6 Ursúa, A., Sanchis, P. (2012) *Static-dynamic modeling of the electrical behavior of a commercial alkaline water electrolyzer*. Int. J. of Hydrogen Energy, Vol 37, pp. 18598-18614
- 7 Diéguez, P.M., Ursúa, A., Sanchis, P., Sopena, C., Guelbenzu, E., Gandia, L.M. (2008) *Thermal performance of a commercial alkaline water electrolyzer: Experimental study and mathematical modeling*. Int. J. of Hydrogen Energy, Vol 33, pp. 7338-7354

OPTIDUST – Staubreduzierung in Biomassekesseln mittels Elektrofilter

Bodo Groß^α, Alexander Berhardt^α, Wulf Clemens^β und Ferenc Lezsovits^γ

^αIZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme) gGmbH, Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken

^βOTS GmbH, Ronnertweg 13, D-66292 Riegelsberg

^γBudapest University of Technology and Economics, Department of Energy Engineering, H-1111 Budapest, Műegyetem rkp. 3. D. ép.

Schlüsselwörter: Biomassekessel, Elektrostatische Staubabscheidung, Integrierte Systeme

Zusammenfassung

Die Zielsetzung des hier beschriebenen Forschungsvorhabens ist die Entwicklung eines elektrostatischen Staubabscheidesystems für Biomassezentralheizkessel, das aus einer zur Integration geeigneten Abscheideeinheit sowie einer Kontrolleinheit besteht. Es soll eine kompakte Bauweise realisiert werden, wobei sich die Abscheideeinheit insbesondere für „nicht runde“ Geometrien bei gleichbleibend hoher Abscheideleistung, zur Erreichung der Vorgaben der derzeit aktuellen Fassung der 1. BImSchV, eignen soll. Im Rahmen des Vorhabens wird modellhaft für die Hackschnitzelkessel des Herstellers BOKOMPAKT eine Abscheideeinheit entwickelt, welche vollständig in die Nachheizflächen integriert und im Rahmen des Feldtestes betrieben und getestet wird. Darauf aufbauend wird zusätzlich ein universell nachrüstbares Modul entwickelt und im Rahmen eines weiteren Feldversuchs mit einem Stückholzkessel des Herstellers HOVAL getestet.

1. Vorhabensbeschreibung und Ziele

Der derzeit erreichte technische Entwicklungsstand des elektrostatischen Staubabscheiders wurde in enger Zusammenarbeit mit den international agierenden Herstellern BOKOMPAKT und HOVAL weiterentwickelt und in deren Biomassezentralheizkessel integriert. Das Abscheidesystem wurde für Feuerungsleistungen bis etwa 100 kW ausgelegt und kann mit geringfügigen Änderungen auch für Leistungen bis 1.000 kW eingesetzt werden. Die Übertragung der Ergebnisse auf beliebige Hersteller, bzw. Kesselgeometrien ist nach entsprechender Anpassung ebenfalls möglich.

Technische Ziele und gewählte Versuchsparameter: In technischer Hinsicht erfolgte eine Entwicklung des Komplettsystems, bestehend aus der Abscheideeinheit und der Versorgungs- und Kontrolleinheit, welche auf die unterschiedlichen Anforderungen der beiden Kessel angepasst wurden. Die Eigenschaften, insbesondere die Geometrie der Abscheideeinheit, mussten so angepasst werden, dass die Integration in die Biomassekessel sowie in einen vorhandenen Kamin, bzw. als Add-On Lösung zwischen Kessel und Kamin erfolgen konnte. Außerdem mussten die Hochspannungsversorgung bzw. deren Kontrolleinheit an die Anforderungen des jeweiligen Kesseltyps angepasst werden. Aufgrund durchgeführter Laborversuche wurden im Rahmen der Feldtests jeweils zwei parallel geschaltete Hochspannungselektroden eingesetzt. Die gemessenen Abscheideraten während der Feldtests lagen im Mittel bei etwa 75%, die Gesamtstaubbelastung der Kesselabgase erreichte die Grenzwerte der zweiten Stufe der 1. BImSchV.

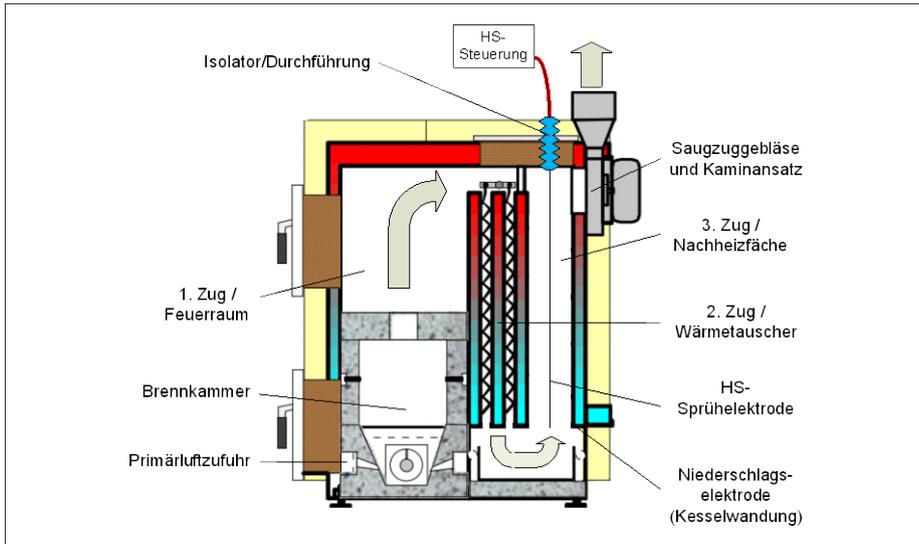


Abbildung 1: Vereinfachtes Schema des Biomassekessels mit integriertem Elektrofilter [1]

Als Brennstoffe wurden im Rahmen des Feldversuchs bisher verstärkt verschiedene Qualitäten von Hackschnitzeln eingesetzt. Diese verursachen, bei gleicher Feuerungstechnik bzw. Feuerraumgeometrie, meist höhere Staubemissionen als Normbrennstoffe. Dadurch ist die Einsetzbarkeit des Staubabscheiders auch beim Einsatz von „normalen“ Holzbrennstoffen, wie beispielsweise Holzpellets oder Stückholz, gewährleistet. Mittels der Feldtests wurde insbesondere die Betriebssicherheit des Staubabscheiders im alltäglichen Einsatz untersucht. Eine Optimierung wird nach der Heizperiode 2013/14 umgesetzt. Dazu werden im Rahmen des Vorhabens, sowohl für die integrierte als auch für die nachgeschaltete Filtereinheit, die automatische Abreinigungsverfahren weiterentwickelt, steuerungstechnisch in die Kesselsteuerung integriert und im Betrieb erprobt.

Wissenschaftliche Ziele: In wissenschaftlicher Hinsicht werden durch ein umfangreiches Monitoringprogramm die erzielten Erfolge des Vorhabens dokumentiert und analysiert. Daraus werden Optimierungsmöglichkeiten der Kontroll- und der Abscheideeinheit anschaulich dargestellt und nach Möglichkeit umgesetzt. Ziel ist es anhand der praktisch gewonnenen Daten und Erfahrungen eine direkte Verknüpfung mit der Theorie herstellen zu können, um somit eine vollumfängliche Forschung und Entwicklung zu ermöglichen.

Wirtschaftliche Ziele: Am Ende des Vorhabens sollen voll integrationsfähige und funktions-tüchtige Filtersysteme zur Verfügung stehen, welche im ersten Schritt durch die beiden beteiligten Hersteller eingesetzt und vermarktet werden sollen. Im Anschluss an die Laufzeit des Vorhabens sollen als Teil des Verwertungsplans, bei entsprechender Nachfrage bzw. Bedarf, die Filtersysteme zur Verwendung in Biomasseheizkesseln anderer Hersteller, insbesondere im Hinblick auf die novellierte 1.BImSchV vom März 2010, angepasst werden. Weiterhin soll das Filtersystem, bei Bedarf und technischer Machbarkeit, auf weitere Anwendungsgebiete angepasst werden. Ziel ist die Entwicklung eines wirtschaftlich und technisch marktfähigen Produkts.

2. Stand der Entwicklung

Um die oben genannten Ziele zu erreichen, wurden umfangreiche Laborversuche, mit dem Ziel der Festlegung einer sinnvollen und praktikablen Elektrodenkonfiguration, durchgeführt. Die gewonnenen Erkenntnisse wurden in ausgewählten Feldtestanlagen sowie bei beiden Herstellern umgesetzt. In beiden Fällen wurde eine Abscheideeinheit mit zwei Hochspannungselektroden verwendet.

Die Funktionstests mit unterschiedlichen Elektrodenkonfigurationen wurden mittels Laborversuchen in einem Modell mit rechteckiger Geometrie durchgeführt, siehe dazu Abbildung 2. Als Modell im Maßstab 1:1 diente ein im Inneren mit Metall ausgekleideter Holznachbau der Nachheizfläche des eingesetzten Hackschnitzelkessel BIOKOMPAKT ECO 50. Mit diesem Modell wurden in erster Näherung die real zu erwartenden Abscheidegrade verschiedener Elektrodenkonfigurationen unter Laborbedingungen bestimmt. Im Gegensatz zum realen Feldtest im Kessel können jedoch Parameter wie Abgastemperatur, Art der Partikel sowie die bauliche Realisierbarkeit im Kessel nur bedingt beachtet werden.

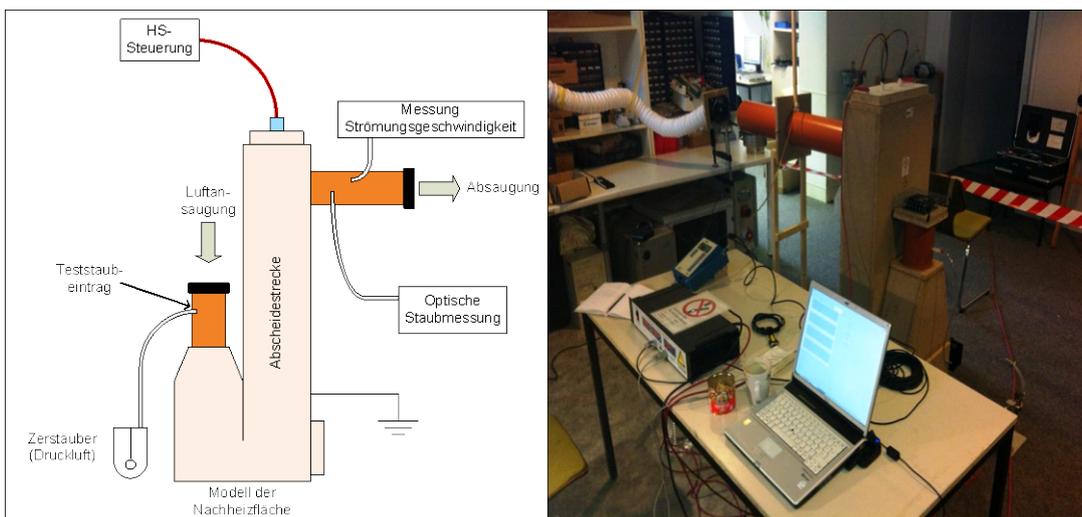


Abbildung 2: Schematischer und realer Laborversuchsaufbau

Die erreichten Abscheidegrade der Labortests wurden mit dem Laserphotometer DustTrak 8531 der Firma TSI bestimmt. Für jede Messreihe wurde der Bezugswert bestimmt, indem über einen längeren Zeitraum ohne angelegte Spannung (demzufolge ohne Abscheidewirkung) und vollem Staubeintrag die Partikelbelastung gemessen wurde. Alle Messreihen beginnen bei 10 kV, nach jeweils fünf Minuten Messzeit wird die Spannung in Schritten von 2 kV erhöht. Die entwickelte Hochspannungsversorgungs- und Kontrolleinheit kann Spannungen von 0 bis 30 kV und Ströme bis zu 2 mA und somit maximal 60 Watt Leistung bereitstellen. Bei auftretenden Überschlügen werden diese über die Arc-Detect Funktion erkannt und die Steuereinheit schaltet die Spannung sofort ab. Nach dieser Abschaltung regelt die Steuerung selbständig die Spannung Schritt für Schritt wieder auf den Ursprungswert zurück. Während der Versuche werden Staubbelastung, Spannung, Strom und Strömungsgeschwindigkeit alle zehn Sekunden geloggt. Die Messungen wurden für jede Messreihe, bzw. Elektrodenkonfiguration jeweils dreimal wiederholt.

3. Ergebnisse der Labortests

Zur Festlegung der Elektrodenkonfiguration für die Feldtests im Kessel wurden im Modell ein, zwei und drei Elektroden in vier unterschiedlichen Elektrodenkonfigurationen getestet. In den folgenden Abbildungen werden exemplarisch die Messergebnisse bezüglich der erreichten Abscheidegrade in Abhängigkeit von der angelegten Hochspannung dargestellt.

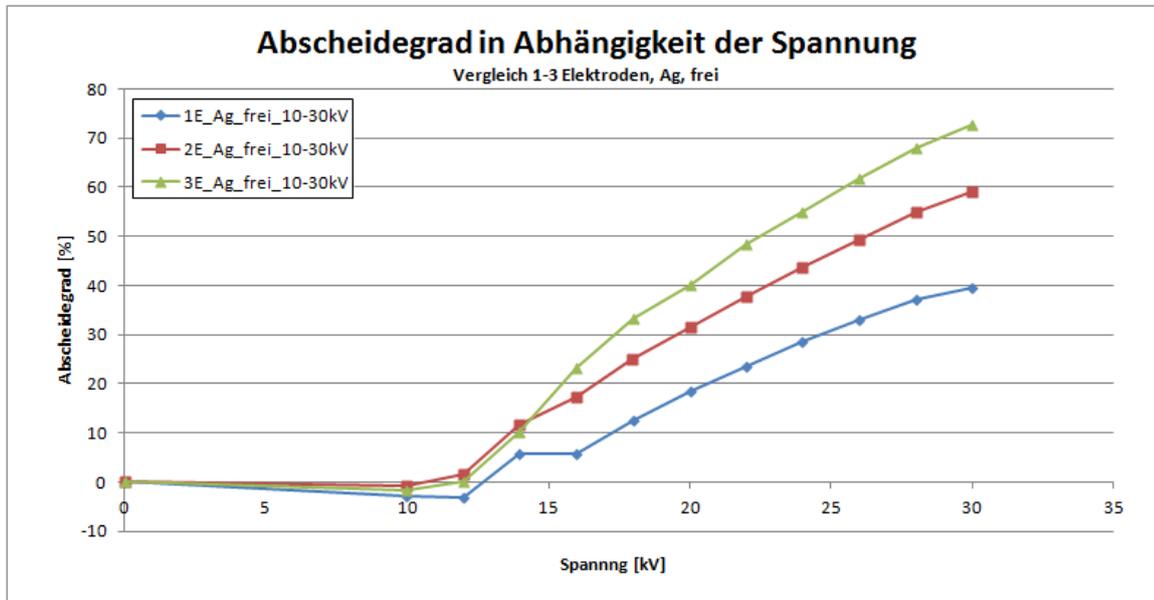


Abbildung 3: Relative Abscheiderate für eine, zwei und drei Elektroden

Abbildung 3 zeigt die relativen Abscheidegrade für eine, zwei und drei Elektroden. In allen Versuchsreihen wurden die Elektroden (0,4 mm Silberdraht) jeweils mit einem Gewicht gespannt (frei) und nicht am Boden des Modellaufbaus fixiert. Bei Verwendung von drei Sprühelektroden kann die Abscheideleistung gegenüber einer Elektrode etwa verdoppelt werden, bzw. beträgt etwa 73 %. Die negativen Abscheideraten am Anfang der Versuchsreihen, resultieren aus der Vernebelung des Raums, bei noch nicht aktiver Partikelabscheidung, welche aufgrund einer fehlerhaften Absaugeinrichtung stattgefunden hat.

Abbildung 4 zeigt die Abscheiderate für zwei Elektroden in vier unterschiedlichen Konfigurationen. Die Messreihen „frei“ und „fest“ zeigen keine negativen Abscheideraten da hier die Messungenauigkeiten nach Korrektur des „Absaugeproblems“ vermieden werden. Im ersten Fall (frei) wurden die Elektroden jeweils mit einem Gewicht gespannt und nicht fixiert. Im zweiten Fall (verbunden) wurden die Elektroden mit einem isolierenden Abstandshalter miteinander verbunden, bzw. fixiert und im dritten Fall (fest) wurden die Elektroden nichtleitend am Boden des Modells fixiert. Die vierte Testreihe wurde mit einem zusätzlichen Blech (in Kammern) durchgeführt, wodurch zwei voneinander unabhängige Kammern für jeweils eine einzelne Elektrode entstehen. Damit wird eine deutliche Vergrößerung der Niederschlags Elektrodenfläche erreicht. In Abbildung 5 sind die Versuchsergebnisse der Kammersysteme für zwei und für drei Elektroden dargestellt. Im Dreikammersystem erreicht man einen Abscheidegrad von knapp über 80 % bzw. gegenüber dem Zweikammersystem einen um 20 % erhöhten Abscheidegrad.

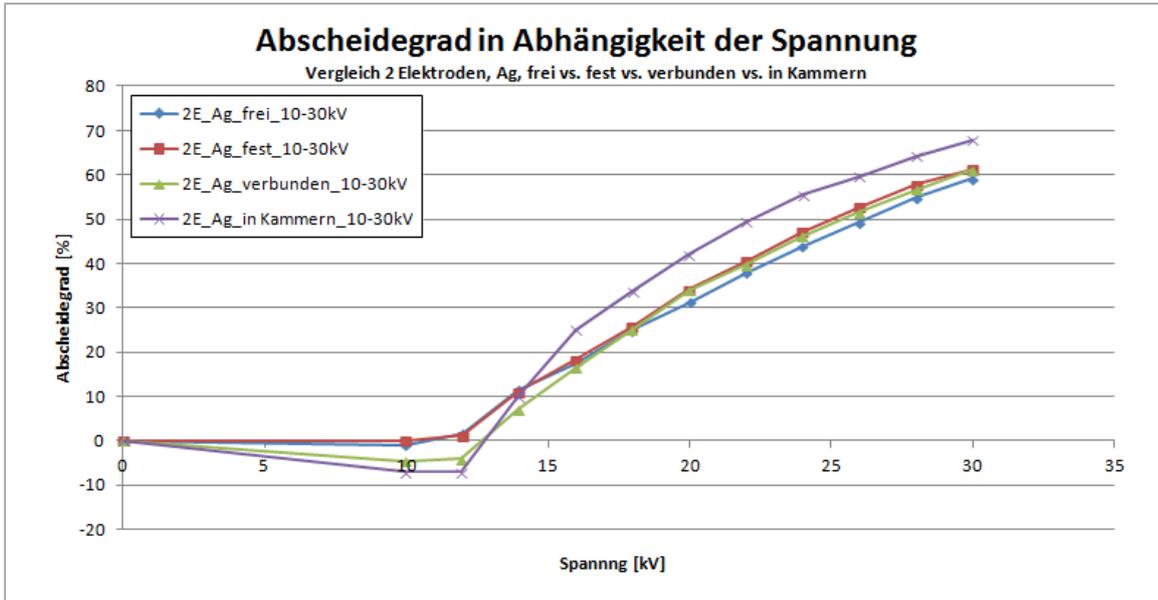


Abbildung 4: Relative Abscheiderate für zwei Elektroden in vier unterschiedlichen Konfigurationen

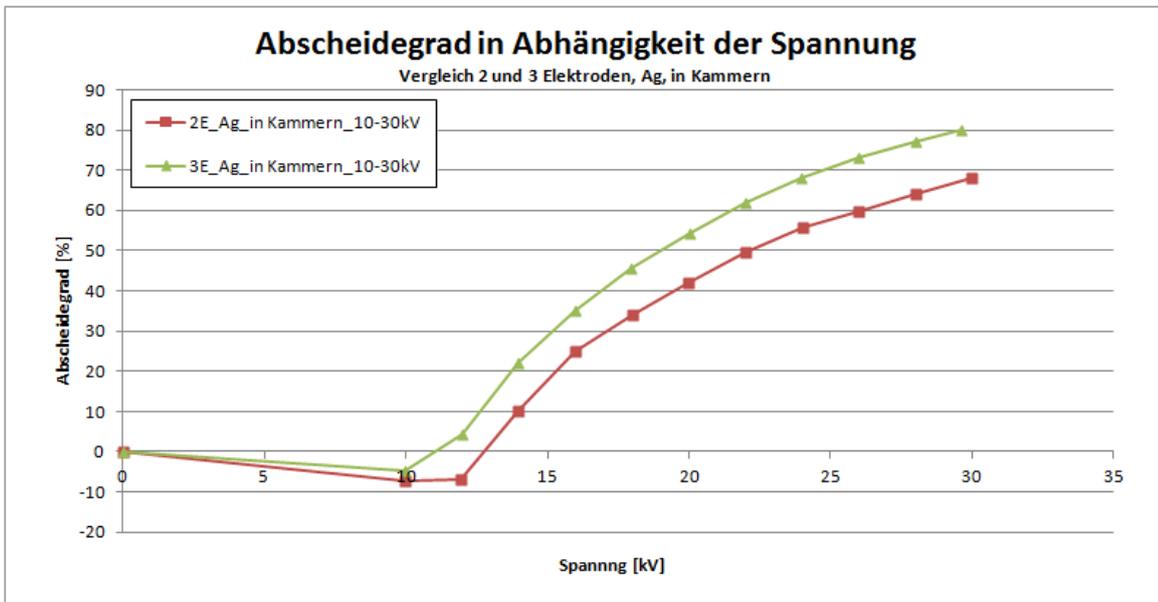


Abbildung 5: Relative Abscheiderate für zwei, bzw. drei Elektroden „in Kammern“

4. Ergebnisse der Feldtests

Zum Test des Filtersystems werden derzeit vier Heizkessel verwendet. Je ein Kessel wird bei den Herstellern betrieben, die übrigen zwei baugleichen Kessel sind für weitere Entwicklungsarbeiten am Standort der IZES gmbH installiert. Nach Inbetriebnahme der BIODENITRIFIKATION Anlage wurden nach Abschluss der Laborversuche erste Versuche mit integriertem Filter durchgeführt. In der folgenden Abbildung 6 sind die Versuchsergebnisse von Ende Oktober 2012 dargestellt.

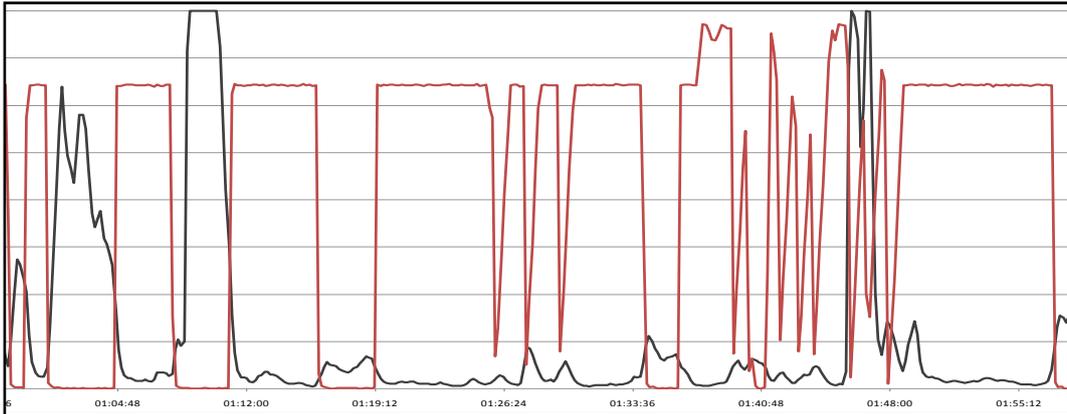


Abbildung 6: Dauerversuch im realen Betrieb, durchgeführt im Oktober 2012

Der dargestellte Dauerversuch wurde über einen Zeitraum von etwa zwei Stunden mit einer Abscheidespannung von 25 kV durchgeführt. Nach etwa 1,5 Stunden wurde die Hochspannung auf 30 kV erhöht. Bei diesem Spannungsniveau gab es eine Serie von Überschlägen, wobei der Filtercontroller wie gewünscht nach jedem Überschlag die voreingestellte Hochspannung selbstständig wieder auf den Sollwert regelt. Nach etwa 15 Minuten bei 30 kV wurde wieder der ursprüngliche Wert von 25 kV eingestellt, resultierend in einem überschlagsfreien Betrieb. Das Versuchsergebnis belegt, dass die gewählte Hochspannungselektrodenkonfiguration von zwei symmetrisch angeordneten Elektroden eine ausreichende Abscheideleistung liefert. Abbildung 7 zeigt die Mittelwerte der real erreichten Abscheidegrade in Abhängigkeit von der jeweils gewählten Hochspannung der im realen Kesselbetrieb (BIOKOMPAKT ECO 50) durchgeführten Versuche.

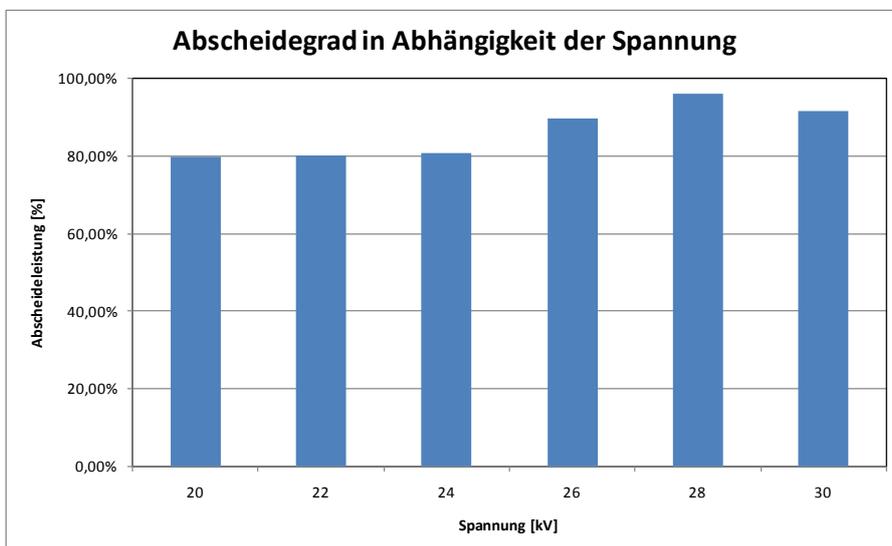


Abbildung 7: Abscheidegrade in Abhängigkeit der gewählten Hochspannung

Abbildung 8 zeigt den nachgeschalteten Filteraufbau am HOVAL Kessel im Versuchsstand der IZES gGmbH (links, Kaminrohre) und der nachgeschalteten, nahezu serienreifen Filterbox bei HOVAL (rechts). Eine entsprechende Filterbox soll in den nächsten Monaten auch am IZES Versuchsstand eingesetzt werden.



Abbildung 8: Filteranbau HOVAL Stückholzkessel bei IZES (links) und HOVAL (rechts)

Abbildung 9 zeigt einen Dauerversuch des Filtersystems im HOVAL Testkessel der IZES gmbH. Die Hochspannung wurde zwischen 20 und 25 kV variiert. In den ersten 15 Minuten des Versuchs befindet sich die Anlage im regulären und ungestörten Leistungsbrand bei niedriger Staubbelastung. Die Abscheiderate befindet sich in der Größenordnung 80 bis 85 %. Im weiteren Verlauf des Versuchs wurde der reguläre Kesselbetrieb bewusst durch äußere Einwirkung (Schüren im Glutbett, Öffnen der Kesseltür) gestört um die Staubbelastung des Abgases zu erhöhen. In Folge dessen ergeben sich Abscheideraten von über 90 % bei einem weiterhin stabilen Betrieb. Die Überschläge während des Versuchs wurden problemlos detektiert und die Spannung innerhalb kurzer Zeit wieder auf Ursprungsniveau hochgeregelt.

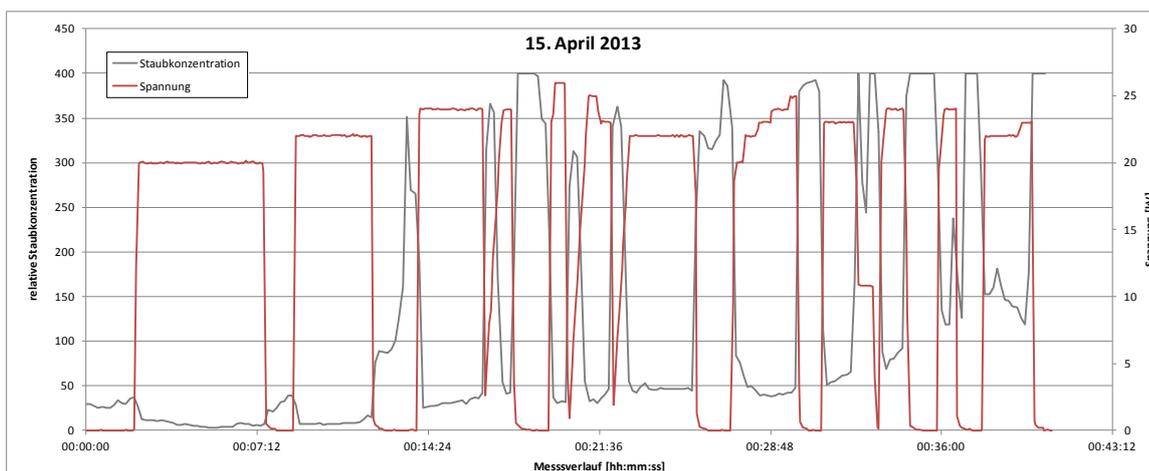


Abbildung 9: Dauerversuch im realen Betrieb, durchgeführt am 15. April 2013

Im September 2013 wurde eine weitere Messreihe bei HOVAL durchgeführt. Als Messsystem stand hier ein Wöhler SM 500 Staubmessgerät zur Verfügung, womit die Partikelbelastung des Abgases in mg/Nm^3 bezogen auf 13% Sauerstoff, abzüglich der erweiterten Messunsicherheit für den gewählten Messbereich, gemessen werden konnte. Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse der

PROJEKTBECHREIBUNG: NUMERISCHE SIMULATION DER GEMISCHBILDUNG UND VERBRENNUNG IN EINEM STATIONÄREN H₂-O₂-VERBRENNUNGSMOTOR

J. Haller, T. Link

*Fachhochschule Nordhausen, Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET),
Weinberghof 4, D-99734 Nordhausen, haller@fh-nordhausen.de*

Zusammenfassung: Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende werden in großem Maße elektrische Energiespeicher benötigt, um fluktuierende Einspeiseleistungen in das Stromnetz zu integrieren. Eine Möglichkeit der Speicherung besteht dabei in der elektrolytischen Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff und Sauerstoff und deren anschließende Verbrennung in einem Verbrennungsmotor zur Verstromung. Da die Entwicklung marktgängiger Brennstoffzellen für den stationären Betrieb als BHKW noch bevorsteht, bietet es sich an, auch auf diese etablierte Technologie zurückzugreifen.

Bisher konzentrierte sich die Forschung auf dem Gebiet mehrheitlich auf mobile Anwendungen von Wasserstoff-Verbrennungsmotoren und damit auf die Verbrennung von Wasserstoff mit Luft. Da die atmosphärische Luft Stickstoff und Kohlendioxid enthält, besteht ein Problem dieser Verbrennung vor allem in der Bildung von schädlichen Stickoxiden. Wird ein Wasserstoff-Motor stattdessen mit reinem Sauerstoff betrieben, entsteht bei stöchiometrischer Verbrennung als Reaktionsendprodukt lediglich Wasserdampf, der als Inertgas zur Steuerung der Verbrennung eingesetzt werden kann.

In der Arbeit wird ein Promotionsvorhaben vorgestellt, in welchem die Verbrennung und Gemischbildung in einem Wasserstoff-Sauerstoff-Verbrennungsmotor mit stöchiometrischem Gasgemisch mithilfe von numerischen CFD-Simulationen untersucht werden sollen. Ziel ist es, Leistungsparameter und optimale Geometrien und Steuerzeitpunkte für die Verbrennung in einem solchen Motor zu bestimmen und die Wirksamkeit des Prozesses an einem 1-Zylindermodell nachzuweisen. Die Untersuchungen der turbulenten Verbrennung sollen mit der Software ANSYS CFX durchgeführt und durch Berechnung von dokumentierten Testfällen validiert werden. Das Vorhaben soll eine mögliche praktische Umsetzung des Motors vorbereiten und konstruktive wie regelungstechnische Vorgaben und Optimierungsansätze liefern.

Abstract: For a successful transition of the energy system to renewable energies, there will be a great demand for energy storage to be able to integrate fluctuating power supplies to the grid. One option for long-term energy storage is the production of hydrogen and oxygen from water electrolysis and its combustion in an internal combustion engine to reconvert stored energy to electrical power. Compared to fuel cells, this established technology is ready for the market and relatively easy to handle.

Previously, research on this field was mainly done by the automotive industry, regarding combustion of hydrogen with air. Because of the large amount of nitrogen in atmospheric air, one problem of this combustion is the formation of nitrogen oxides. This can be avoided by combusting hydrogen with pure oxygen that is already produced during electrolysis. Thus, the only reaction product of the stoichiometric combustion is water vapor, which can be used to control combustion temperatures.

In this paper, a PhD project is presented, which will investigate the combustion and mixture formation in a hydrogen-oxygen internal combustion engine by means of computational fluid dynamics. The aim is to determine performance parameters and optimum geometries and control times for such an engine and to verify the effectivity of the process in a one-cylinder model. The turbulent combustion will be modeled using the ANSYS CFX software and calculations will be validated using literature test data. The project's aim is to provide design and control specifications for a practical realization of the engine.

Schlüsselwörter: *Wasserstoffverbrennung, Wasserstoffmotor, BHKW, CFD, Verbrennungssimulation, Direkteinspritzung*

1. Einführung

Nach dem mittleren Szenario der Leitstudie des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit aus dem Jahr 2011 wird der Anteil an Strom aus erneuerbaren Quellen an der Strombereitstellung im Jahr 2050 bei 85% liegen und mehrheitlich aus PV- und Windenergie stammen [1]. Während die Stromerzeugung aus PV gut mit dem Tageslastgang korreliert, zeigen sich bei Windstrom große Fluktuationen auf täglicher und wöchentlicher Basis [2]. Der notwendige Speicherbedarf zur Pufferung dieser Fluktuationen wurde in einer Studie des Fraunhofer IWES für verschiedene Szenarien bis zum Jahr 2050 ermittelt. In Abbildung 1 ist die prognostizierte Entwicklung des Speicherbedarfs in Deutschland bei idealem Netzausbau für zwei Szenarien der Leitstudie und einer Studie des Umweltbundesamtes dargestellt. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass Stromüberschüsse „in beträchtlicher Größenordnung trotz idealem Netzausbau zu erwarten“ sind [2]. Für eine kurzfristige Speicherung über Stunden und Tage ist die zur Verfügung stehende Kapazität relativ gering, da das Potential von Pumpspeicherwerken in Deutschland ausgeschöpft ist, die Technologie für Druckluftspeicher noch mit hohen Kosten verbunden ist und das Potential der Batteriespeicher in Fahrzeugen nur bei einer großen Flotte an Elektrofahrzeugen relevant wird. Als einzige Möglichkeiten der langfristigen Speicherung größerer Strommengen über Wochen und Monate sieht die Studie die ebenfalls mit Problemen verbundene Erschließung der skandinavischen Wasserkraft und die Speicherung als chemische Energieträger wie Wasserstoff oder Methan [2].

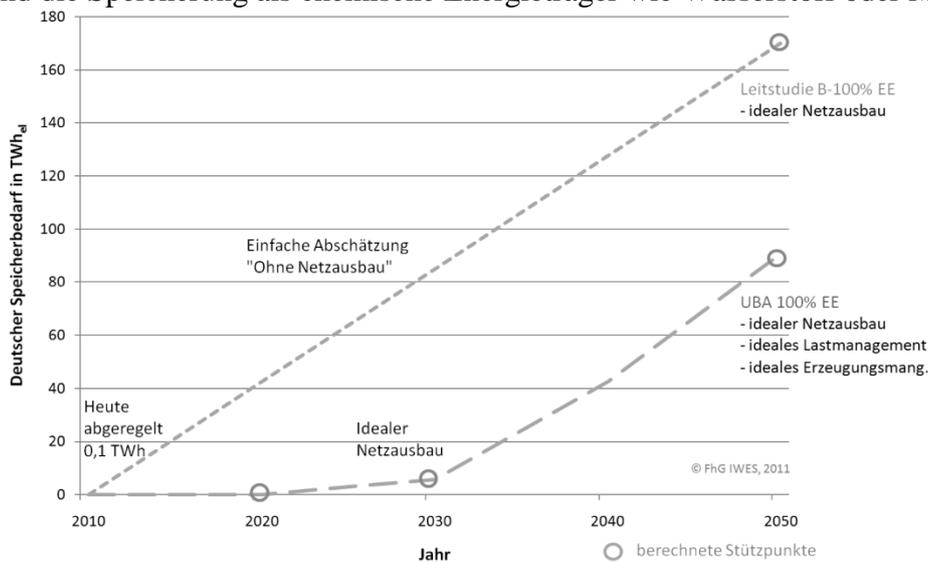


Abbildung 1: Notwendiger Bedarf an Stromspeichern nach verschiedenen Szenarien [2]

1.1 Wasserstoff als Stromspeicher

Elektrische Energie kann über die elektrolytische Spaltung von Wasser chemisch als Wasserstoff gespeichert werden. Kommerzielle Hochdruck-Elektrolyseure größerer Leistung erreichen dabei einen Wirkungsgrad von über 71% bezogen auf den Heizwert des Wasserstoffs [3]. Durch Kompression und Speicherverluste verringert sich der Umwandlungswirkungsgrad weiter. Für die Rückverstromung der gespeicherten chemischen Energie stellen aufgrund ihres hohen elektrischen Wirkungsgrades von bis zu 60% Hochtemperaturbrennstoffzellen die theoretisch beste Alternative dar [4]. Trotz langjähriger intensiven Forschungsbemühungen sind Brennstoffzellen jedoch für viele Anwendungen in Bezug auf Lebensdauer und Kosten noch nicht konkurrenzfähig [5][6]. Als mittelfristige Lösung zur Rückverstromung bietet sich daher der Einsatz von Wasserstoff in

Verbrennungsmotoren als BHKW an, da diese Technologie etabliert und kostengünstig ist und bei der Nutzung der Abwärme ähnlich hohe Gesamtwirkungsgrade erzielt werden können.

2. Emissionsfreier H₂-O₂-Stationärmotor

In einem Promotionsprojekt über drei Jahre soll ein emissionsfreier Stationärmotor mit stöchiometrischer Verbrennung von H₂ und O₂ zur Rückverstromung der als Wasserstoff gespeicherten Energie konzipiert werden. Für stationäre Anwendungen als BHKW kann die Verbrennung von Wasserstoff mit reinem Sauerstoff betrieben werden, da dieser durch die Elektrolyse ohnehin anfällt. Durch eine stöchiometrische Mischung von Wasserstoff und Sauerstoff wird die Leistungsdichte eines Motors im Vergleich zur Verbrennung mit Luft erhöht und durch die Abwesenheit von Kohlenstoff und Stickstoff werden faktisch keine Schadstoffe emittiert. Die hohen Flammgeschwindigkeiten von Wasserstoff bei der Oxidation mit reinem Sauerstoff bieten thermodynamische Vorteile gegenüber anderen Brennstoffen, da die idealisierte Gleichraumverbrennung im Otto-Prozess besser realisiert werden kann. Gleichzeitig werden bei der Verbrennung jedoch sehr hohe Temperaturen von über 3000°C erreicht, die materialtechnisch nicht zu beherrschen sind und zu unkontrolliertem Selbstzünden führen können.

Ein Konzept zur Reduktion der Verbrennungstemperaturen besteht in der Kühlung der Flamme durch Wasserdampf, der als Verbrennungsprodukt teilweise im Zylinder belassen wird. Ein Vergleich der Ballastgase Luft und Wasserdampf in Abbildung 2 zeigt, dass das notwendige Gasvolumen bei Wasserdampf um 15% geringer ist, wodurch sich Ladungswechsel- und Wärmeverluste im Vergleich zur Verbrennung mit Luft verkleinern. Berechnungen unter der Annahme eines vollkommenen Motors zeigen jedoch, dass die Verbrennungstemperaturen dadurch zwar anfänglich reduziert werden können, nach mehreren Durchläufen des Kreisprozesses die Temperaturen jedoch stetig ansteigen. Dies geschieht, da das im Zylinder verbleibende Abgas die anfängliche Gemischtemperatur und somit das gesamte Temperaturniveau des Kreisprozesses erhöht. Um das zu verhindern, muss das im Zylinder verbleibende Ballastgas gekühlt werden.

1m ³ H ₂	0,5m ³ O ₂	4,26 m ³ Ballastgas mit Cp = 5,16 kJ/K
1m ³ H ₂	0,5m ³ O ₂	3,64 m ³ Wasserdampf mit Cp = 5,16 kJ/K

Abbildung 2: Vergleich der Ballastgaseigenschaft von Luft und Wasserdampf

Eine Möglichkeit der Kühlung besteht in einer weiteren Expansion des Abgases, wodurch gleichzeitig ein Teil der Abgasenthalpie als mechanische Arbeit genutzt und der Gesamtwirkungsgrad des Prozesses erhöht werden kann. Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung eines solchen zweistufigen Prozesses aus ottomotorischer Verbrennung und Dampfkraftprozess innerhalb eines Zylinders. In Anlehnung an einen kombinierten Gas-und-Dampfprozess (GuD) wird die Abgaswärme des Verbrennungsprozesses zur Verdampfung und Überhitzung in einem Dampfprozess genutzt und so ein höherer Wirkungsgrad erreicht, als in den Einzelprozessen möglich. Im Unterschied zum GuD-Prozess soll hierbei jedoch für beide Teilprozesse dasselbe Arbeitsfluid eingesetzt werden.

2.1 Ottomotorische Verbrennung und Dampfexpansion

Die geplanten Kreisprozesse sind in Abbildung 3 schematisch als p-v-Diagramme dargestellt. Links ist der innerzylindrische Verbrennungsprozess als realer Otto-Prozess mit folgenden Teilschritten zu sehen: 1→1' Teilweises Ausschieben von Abgas, 1'→2 Kompression und Direktinjektion von H₂ und O₂, 2→3 Gleichraumverbrennung, 3→4 Anteil Gleichdruckverbrennung im realen Otto-Prozess 4→5 Expansion, 5→6 Ausschieben des Abgases. Nach dem Ausschieben aus dem Zylinder wird das Abgas außerhalb des Zylinders dem rechts in der Abbildung zu sehenden Dampfprozess zugeführt. Dem Wasserdampf wird zunächst in einem Wärmetauscher Wärme entzogen (6→6'). Anschließend wird der Dampf kondensiert (6'→7) und das Wasser durch eine Pumpe auf ein höheres Druckniveau gebracht (7→8). Auf diesem Druckniveau wird die zuvor entzogene Wärme wieder zugeführt und das Wasser verdampft und überhitzt (8→9). Der Dampf wird nun wieder in den Zylinder eingebracht und auf Umgebungsdruck und relativ niedrige Temperaturen entspannt (9→1).

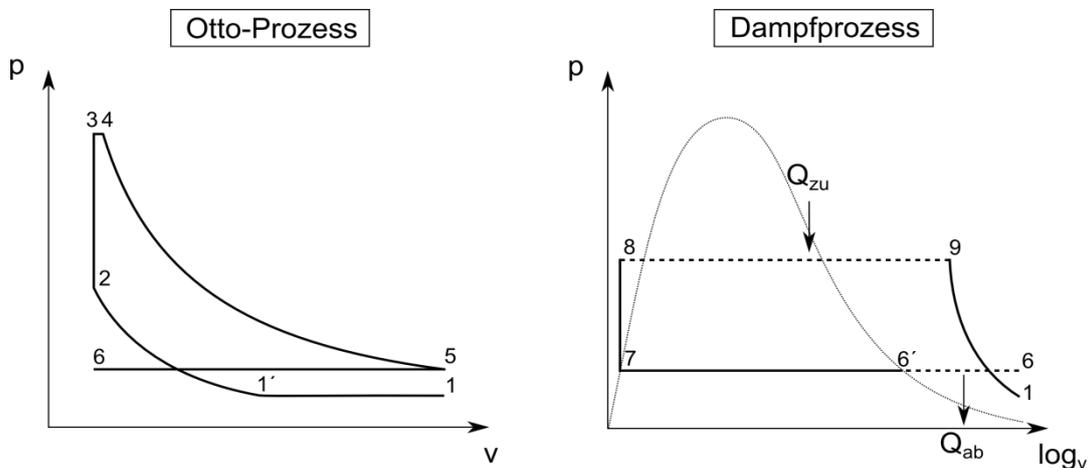


Abbildung 3: Zweistufiger Prozess aus ottomotorischer Verbrennung (links) und Dampfprozess (rechts)

Dadurch ergeben sich für den Verbrennungsmotor die folgenden vier Takte:

1. Teilweises Ausschieben von Abgas + Kompression + Direkteinblasung von H₂ und O₂
2. Verbrennung + Gasexpansion
3. Ausschieben des Abgases
4. Dampfexpansion

3. Stand der Forschung

Bisherige Untersuchungen zur innermotorischen Verbrennung von Wasserstoff konzentrieren sich im Wesentlichen auf mobile Anwendungen und damit auf die Verbrennung mit Luft. Der Stand der gegenwärtigen Forschung wird dabei durch die Ergebnisse einer Reihe von Projekten des 6. Rahmenprogramms der Europäischen Kommission markiert. Zu nennen sind hier vorrangig das

Projekt HyICE¹ [7], daneben dessen Nachfolge-Projekt H₂BVplus² [8], sowie die Flottenuntersuchung HyFLEET:CUTE³ [9].

Im Rahmen des HyICE-Projekts beteiligten sich sowohl die Fahrzeughersteller BMW, MAN, Ford und Volvo, als auch die Technische Universität Graz und die Universität der Bundeswehr München um zwei unterschiedliche Entwicklungslinien der Gemischbildung zu untersuchen: Einerseits die außerzylindrische Gemischbildung von Verbrennungsluft mit kryogenem Wasserstoff, andererseits die innerzylindrische Gemischbildung durch direktes Eindüsen von gasförmigem Wasserstoff. In den Hauptarbeiten des Projekts [10] und [11] wird die innerzylindrische Gemischbildung und Verbrennung mithilfe der numerischen Strömungssimulationssoftware ANSYS CFX in einem 1-Zylinder-Modell dreidimensional modelliert. Zur Verifikation der theoretischen Untersuchungsergebnisse dienten u.a. optische Lichtschnitt-Aufnahmen eines thermodynamischen Einzylinder-Transparentmotors. Mit beiden Verfahren war es möglich, die spezifische Leistung und den Wirkungsgrad von Wasserstoffmotoren zu steigern. Die erreichten Wirkungsgrade liegen zwischen 42% bei kryogener Einspritzung und 44% bei Direkteinblasung des gasförmigen Wasserstoffs. Den genannten Arbeiten gingen mehrere Dissertationen an Universitäten in München, Graz und Gent auf dem Gebiet der Wasserstoff-Verbrennungsmotoren voran, die sich zunächst mit der detaillierten Untersuchung der Verbrennungseigenschaften von Wasserstoff beschäftigten [12]. In den darauffolgenden Arbeiten lag der Fokus auf Berechnungen zur Gemischbildung und Verbrennung mithilfe des CFD-Solvers FLUENT [13]. Zur Validierung der Simulation einzelner Prozesse und des kompletten Arbeitstaktes dienten experimentelle Untersuchungen von Einspritz-Strategien [14] und der äußeren Gemischbildung für verschiedene Injektions- und Zündzeitpunkte sowie Einspritzdüsen-Geometrien [15].

4. Projektvorhaben

Im Rahmen des Promotionsprojektes soll der vorgeschlagene Prozess hinsichtlich der Verbrennung näher untersucht werden. Das Ziel ist dabei zunächst der Nachweis der Wirksamkeit des entwickelten motorischen Verfahrens mithilfe von thermodynamischen und eindimensionalen Simulationen. Im Anschluss soll der innermotorische Prozess in einem 1-Zylindermodell mithilfe der Strömungssimulations-Software CFX der Firma ANSYS simuliert werden, um die vorausberechnete Wirksamkeit des Verfahrens auch unter Zulassung einer größeren Komplexität nachzuweisen und aus der Berechnung konkrete Konstruktionsparameter abzuleiten. Die Randbedingungen für die Simulationen werden mithilfe von eindimensionalen Berechnungen bestimmt. Zur Validierung der gewählten Teilmodelle und Randbedingungen für die dreidimensionale Strömungssimulation soll ein dokumentierter Testfall einer innermotorischen Wasserstoffverbrennung simuliert werden.

Die CFD-Software CFX bietet sich hierfür an, da die durchzuführenden Forschungsarbeiten unmittelbar an die Ergebnisse des HyICE-Projektes anknüpfen können. Die dort entwickelten numerischen Berechnungsmodelle für die Verbrennung von Wasserstoff mit Luft wurden in ANSYS CFX integriert und können für die Verbrennung mit Sauerstoff angepasst werden. Die Simulationen sollen sich vor allem auf die Gemischbildung und Verbrennung in den Takten 1 und 2 konzentrieren.

¹ HyICE – Optimization of Hydrogen Powered Internal Combustion Engines

² H₂BVplus – hocheffizientes, sauberes Brennverfahren für H₂-Dieselmotoren

³ HyFLEET:CUTE – Clean Urban Transport for Europe

Anhand der CFD-Simulationen sollen kostengünstig und ohne hohen anlagentechnischen Aufwand konkrete Konstruktionsparameter bestimmt werden, um eine mögliche Prototypenphase des Motorkonzepts vorzubereiten.

4.1 Arbeitsprogramm

Erstellung eines thermodynamischen Motormodells. In einem ersten Schritt wurde unter der Annahme eines perfekten Motors ein thermodynamisches Modell des Gesamtprozesses in MATLAB erstellt, welches die Zustandsänderungen des als Idealgas mit temperaturabhängiger Wärmekapazität angenommenen Gasgemischs abbildet. Abbildung 4 zeigt die simulierten Zustandsänderungen in einem p-v-Diagramm für ein typisches Kompressionsverhältnis von 9 und einen verbleibenden Inertgasanteil im Zylinder von 60%. Mithilfe dieses Modells können die Parameter Inertgasanteil, Hub- und Kompressionsvolumen so angepasst werden, dass der theoretische Wirkungsgrad des Gesamtprozesses maximal wird.

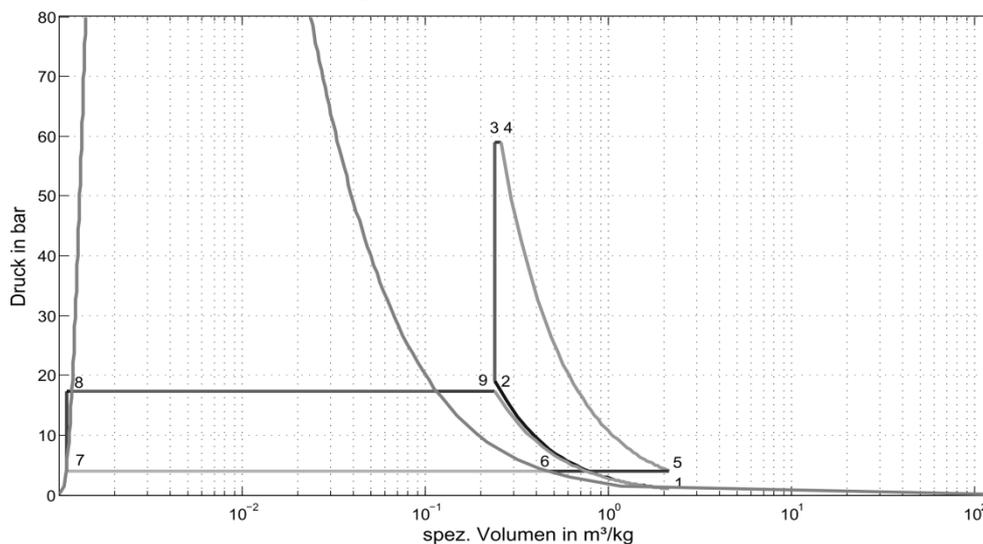


Abbildung 4: Thermodynamische Simulation der Zustandsänderungen der Verbrennungsgase während des Gesamtprozesses

Eindimensionale Strömungssimulation mit GTPower. Zur Bestimmung von Randbedingungen für spätere dreidimensionale Strömungssimulationen soll die Verbrennung zunächst mithilfe der kommerziellen eindimensionalen Simulationssoftware GTPower abgebildet werden. Hierbei soll der Antriebsstrang eines realen Ottomotors mit den zuvor bestimmten Größen für Hub- und Kompressionsvolumen simuliert werden. Die Simulationen müssen in Abstimmung mit dem Hersteller an den Betrieb mit Wasserstoff angepasst werden.

Erstellung eines CFD-Modells mit ANSYS CFX und Validierung anhand von Messdaten zu Gemischbildung und Verbrennung. Die Vielzahl an Annahmen bezüglich der Teilmodelle einer CFD-Verbrennungssimulation sollen durch Berechnung von dokumentierten Testfällen der Arbeiten des HyICE-Projekts mithilfe der Strömungssimulationssoftware ANSYS CFX validiert werden. Abbildung 5 zeigt beispielhaft links das in [11] verwendete numerische Gitter und rechts einen Vergleich von Simulationsergebnissen der Wasserstoffkonzentration für verschiedene Turbulenzmodelle mit experimentellen Messdaten. Das Zylindervolumen soll auf einem Gitter diskretisiert werden, welches mit dem Softwaretool PistonGrid während der Simulation an das veränderte Zylindervolumen angepasst wird. Das CFD-Modell soll anhand der Messdaten zur innermotorischen Verbrennung mit Luft soweit angepasst werden, dass die Simulationsergebnisse

möglichst gut mit den laserspektroskopischen Messergebnissen zu Temperaturen und Speziesmassenverteilungen übereinstimmen.

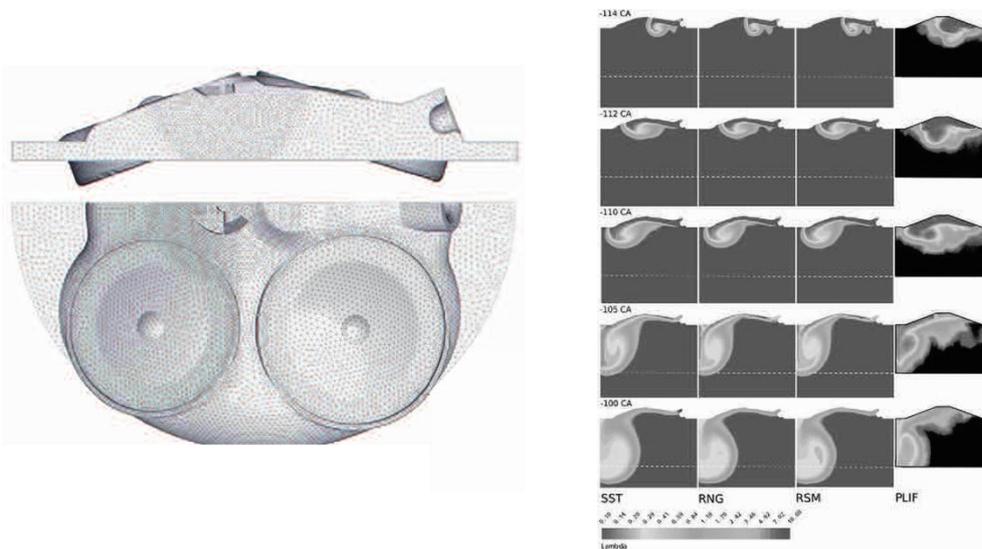


Abbildung 5: Gitter des Zylindervolumens im oberen Totpunkt (links) und Vergleich verschiedener Turbulenzmodelle mit Messdaten (rechts) [11]

CFD-Simulation der Gemischbildung und Verbrennung im Motor auf einem bewegten Gitter.

Im Anschluss an die Modellanpassung anhand von Messdaten kann die Gemischbildung von Wasserstoff und Sauerstoff für verschiedene Düsengeometrien und Eindüsstrategien untersucht werden. Der anschließende Verbrennungstakt wird unter Verwendung eines globalen Reaktionsmechanismus berechnet und die abgegebene mechanische Arbeit ermittelt. Aus der Berechnung von Kompressions- und Arbeitstakt lässt sich ein Wirkungsgrad des Motors angeben.

Variation der Eindüszeitpunkt, Zündzeitpunkt, Steuerzeiten und Düsengeometrien. Aus einer Analyse der Simulationsergebnisse lassen sich Optimierungsansätze im Bezug auf die Zeitpunkte der Ventilöffnungen, der Einbringung von Wasserstoff und Sauerstoff und der Zündung untersuchen. Zur Optimierung der Gemischbildung sollen verschiedene Düsengeometrien mit unterschiedlicher Lochanzahl und Düsenposition untersucht werden.

5. Zusammenfassung

In Anlehnung an bisherige Untersuchungen zur innermotorischen Verbrennung von Wasserstoff mit Luft, soll in dem beschriebenen Projektvorhaben die Gemischbildung und Verbrennung von Wasserstoff mit Sauerstoff mithilfe von Strömungssimulationssoftware abgebildet werden. Probleme durch zu hohe Temperaturen bei dieser Verbrennung sollen durch die Beimischung von Wasserdampf und einen kombinierten Verbrennungs- und Dampfprozess behoben werden. Im Fokus des Projekt soll die 3D-CFD-Simulation von Kompressions- und Arbeitstakt in einem 1-Zylinder-Modell mithilfe der Strömungssimulationssoftware ANSYS CFX liegen. Die zahlreichen Modellannahmen der turbulenten Strömung sollen anhand von dokumentierten Messdaten zur innerzylindrischen Verbrennung von Wasserstoff und Luft validiert werden. Ziel des Projekts ist der Nachweis der Wirksamkeit des Prozesses und die Ableitung von konstruktiven und steuerungstechnischen Vorgaben für einen emissionsfreien H_2 - O_2 -Stationärmotor.

Literatur

- [1] J. Nitsch et al.: „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, Schlussbericht der Leitstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012
- [2] M. Sterner et al.: „Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes“, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2011
- [3] R. De Maeyer: „HySTAT™ On Site Hydrogen“, Präsentation der Elektrolyse-Produkte der Firma Hydrogenics, 2010
- [4] A. León: „Hydrogen Technology: Mobile and Portable Applications“, Springer, 2008
- [5] H. Wendt: „Brennstoffzellen“, *BWK- Das Energie Fachmagazin*, Band 60, 2008
- [6] H. Wendt: „Stationäre Brennstoffzellen“, *BWK- Das Energie Fachmagazin*, Band 58, 2006
- [7] Internetauftritt der Europäischen Kommission,
http://ec.europa.eu/research/transport/projects/items/_hyice____optimising_hydrogen_powered_engines_en.htm, letzter Zugriff am 18.09.2013
- [8] Pressemitteilung der Technischen Universität Graz zum H₂BVplus-Projekt,
www.presse.tugraz.at/pressemitteilungen/2009/12.03.2009.htm, Letzter Zugriff am 18.09.2013
- [9] Internetauftritt des Projektes HyFLEET:CUTE, www.global-hydrogen-bus-platform.com, Letzter Zugriff am 18.09.2013
- [10] S. Ellgas: „Simulation of a hydrogen internal combustion engine with cryogenic mixture formation“, Culliver Verlag, 2008
- [11] U. Gerke: „Numerical analysis of mixture formation and combustion in a hydrogen direct-injection internal combustion engine“, Culliver Verlag, 2007
- [12] C. Poruba: „Turbulente Flammausbreitung in Wasserstoff-Luft-Gemischen“, Dissertation, TU München, 2003
- [13] K. Kovak: „Optimierung der Gemischbildung an einem DI-Wasserstoffmotor“, Dissertation, TU Graz, 2005
- [14] T. Wallner: „Entwicklung von Brennverfahrenskonzepten für einen PKW-Motor mit Wasserstoffbetrieb“, Dissertation, TU Graz, 2004
- [15] S.Verhelst: “A Study of the Combustion in Hydrogen-Fuelled Internal Combustion Engines”, Dissertation, Ghent University, 2005

Das „Modulare Wasserstoffkraftwerk“ eine Alternative zu „Power-to-Gas“

M. Hartung und D. Schmidt

EurA Innovation GmbH, Am Köhlersgehäu 60, D-98544 Zella-Mehlis, marcel.hartung@eurainnovation.de

Schlüsselwörter: Energiespeicher, Wasserstoff, modular, energietragender Stoff, LOHC, Netzstabilisierung, Netzwerk, Power-to-Gas

Zusammenfassung

Durch den steigenden Anteil regenerativer Energien im Strommix müssen Speichertechnologien entwickelt und eingesetzt werden, um die steigende fluktuierende erneuerbare Energieleistung (EE-Leistung) vollständig nutzen zu können. Mit Hilfe des „Modularen Wasserstoffkraftwerks und Energiespeichers“ ist es möglich, standortunabhängig „überschüssige“ regenerative Energie kurz- oder längerfristig zu speichern und diese bei Bedarf als Grundlast oder als Regelenenergie zur Verfügung zu stellen. Das Kraftwerk setzt sich dabei aus drei verschiedenen Modulen zusammen, welche autark voneinander arbeiten können. Im Netz verteilte modulare Kraftwerke können für größere Lasten zu einem virtuellen Großkraftwerk zusammengeschaltet werden. Nach jetzigem Erkenntnisstand ergeben sich wesentliche Vorteile im Vergleich zu Power-to-Gas. Neben dem erhöhten Gesamtwirkungsgrad sind auch die Flexibilität und die Standortunabhängigkeit ausschlaggebend für die Verwendung des „Modularen Wasserstoffkraftwerks und Energiespeichers“ als netzverteilte Energiespeicherlösung.

Abstract

The “modular hydrogen power plant and energy storage” can store long or short term excessive renewable electricity regardless of the location and provide this energy as base load or balancing energy. It consists of three different modules, which can operate from each other independently. Several hydrogen power plants can be connected virtually to provide larger energy in the electricity network. At this time there are essential advantages of this power plant compared to “power-to-gas”. In addition to the higher overall efficiency it has a higher flexibility and it is complete regardless of the location in the electricity network, which is crucial for the use of the "modular hydrogen power plant and energy storage" as a network-distributed energy storage solution.

1. Einleitung

Der Anteil an erneuerbarer Energie, speziell aus Wind und Sonne, im Strommix wächst. Er muss wachsen, um die Ziele der Bundesrepublik und der Weltgemeinschaft zur Reduzierung des Treibhausgases Kohlendioxid zu erreichen. Jedoch entstehen bereits im gegenwärtigen Ausbauzustand von Einspeisern aus Erneuerbaren Energien fast täglich Netzsituationen, in denen die lokal eingespeiste EE-Leistung den gleichzeitigen Verbrauch deutlich übertrifft. Dem kann im Moment nur durch sogenanntes System- bzw. Netzsicherheitsmanagement, dem Abregeln bzw. Abschalten von EEG-Anlagen begegnet werden. Diese Situationen mehren sich von Jahr zu Jahr. Für eine nachhaltige, verlässliche und bezahlbare Energieversorgung sind Erneuerbare Energien um

Speichereinheiten zu ergänzen, um ganzjährig eine weitgehende wirtschaftliche und politische Unabhängigkeit zu erreichen. Die Speicherung von überschüssigen Strom und dessen Bereitstellung als Grundlast oder als Regelernergie zur Stabilisierung der Stromnetze ist somit eine unabdingbare Voraussetzung für die Erhöhung des Anteils an erneuerbarer Energie.

Aufgrund des zwingenden Bedarfs an großen Stromspeichern ist davon auszugehen, dass mittelfristig Änderungen in der Gesetzgebung in Kraft treten, die das Erzeugen, Speichern, Einspeisen, Verteilen und das Handeln von Strom neu regeln werden.

2. Netzwerk-Vorhaben

Strom aus erneuerbarer Energie kann in Summe langfristig in ausreichender Menge kostengünstig erzeugt werden. Das Netzwerk „Modulares Wasserstoffkraftwerk und Energiespeicher“ entwickelt ein modulares Kraftwerk mit einem beliebig (im dreistelligen MWh Bereich) skalierbaren Energiespeicher der im Sekunden-, Minuten- und Stundenbereich Strom liefern und aufnehmen kann. Die Abnahme von Energie aus dem Netz und die kurzfristige Bereitstellung von Regelernergie im MWh Bereich ist notwendig um die Netze über 2020 hinaus zu stabilisieren und die bestehenden Gas und Kohlekraftwerke weiter wirtschaftlich betreiben und regeln zu können.

Chemische Speichermedien, wie Wasserstoff und Methan, können große Mengen Energie über lange Zeit und ohne Verluste speichern. Die besondere Kompetenz des Netzwerkes liegt in der Nutzung eines Verfahrens zur Speicherung von Wasserstoff in einem energietragenden Stoff (ETS). Zu dieser Stoffgruppe, auch Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) genannt, gehört zum Beispiel N-Ethylcarbazol (NEC). An der Universität Erlangen, an den Lehrstühlen „Chemische Verfahrenstechnik“ und „Chemische Reaktionstechnik“ und am Energie Campus Nürnberg wurde dazu durch Prof. Arlt und Prof. Wasserscheid das Potenzial dieser Technologie für unsere zukünftige Energiewirtschaft erkannt, im Detail erforscht und weiter entwickelt. So steht neben dem „Carbazol“ seit kurzem ein weiteres LOHC zur Anwendung bereit, welches industriell verfügbar ist.

21 Mitglieder, darunter kleine und mittelständische Unternehmen, Universitäten und Forschungseinrichtungen sowie Großunternehmen, arbeiten übergreifend in dem Netzwerk „Modulares Wasserstoffkraftwerk und Energiespeicher“ zusammen. Eine Auflistung der Mitglieder wird in der Tabelle 1 dargestellt.

Das Netzwerk wurde am 1. Januar 2013 gestartet. Die EurA Innovation GmbH aus Zella-Mehlis hat auf Initiative der ersten Partner das Netzwerk gebildet und wurde mit dem Netzwerkmanagement beauftragt. Das Unternehmen verantwortet sowohl das inhaltliche Konzept als auch die Gesamtkoordination aller Beteiligten. Innerhalb des laufenden Jahres wurden bereits mit den Partnern gemeinsam die technischen Vorgaben für die erforderlichen Komponenten erarbeitet und die Grundlagen und Schnittstellen für die anlagentechnische Umsetzung definiert. In den sich anschließenden Arbeitsphasen sollen die einzelnen Komponenten und letztendlich das gesamte Kraftwerk zur Marktreife entwickelt werden. Die Entwicklung der einzelnen Module wird dann anteilig durch die Unternehmen und zu beantragende Entwicklungsprojekte finanziert.

Tabelle 1: aktuelle Netzwerkpartner

Nr.	Unternehmen/ Einrichtung
1	Kumatec GmbH
2	Wankel SuperTec GmbH
3	Hoffmann Automation GmbH
4	SunEnergy Europe GmbH
5	POMA Maschinen- und Anlagenbau GmbH
6	Merkle & Partner GbR
7	FOINEST e.V.
8	Universität Erlangen-Nürnberg
9	Universität Rostock
10	FH Stralsund
11	TU Ilmenau
12	ACX GmbH
13	HyPower GmbH
14	BIAZZI S.A.
15	Clariant Produkte (Deutschland) GmbH
16	DLR, Institut für Technische Thermodynamik
17	ISLE GmbH
18	EMB-Elektromaschinenbau GmbH
19	AREVA NP GmbH
20	SIEMENS Industrie Automation Division
21	EurA Innovation GmbH

3. Das „Modulare Wasserstoffkraftwerk“

Das Umsetzungskonzept für das modulare Wasserstoffkraftwerk basiert im Wesentlichen auf der Entwicklung von drei Modulen: Modul 1 als Verstromungsmodul, Modul 2 als Speichermodul für Wasserstoff und Modul 3 als Wärmespeicher, welche zusammen ein Kraftwerksblock bilden. Jeder Block kann standortunabhängig in das Stromnetz integriert werden. Durch Zusammenschalten der einzelnen Blöcke (virtuelles Kraftwerk) ergibt sich ein erheblicher Beitrag zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität sowie der Versorgungssicherheit.

Dieser modulare Aufbau und das Gesamtziel des Netzwerkes ist in Abbildung 1 dargestellt.

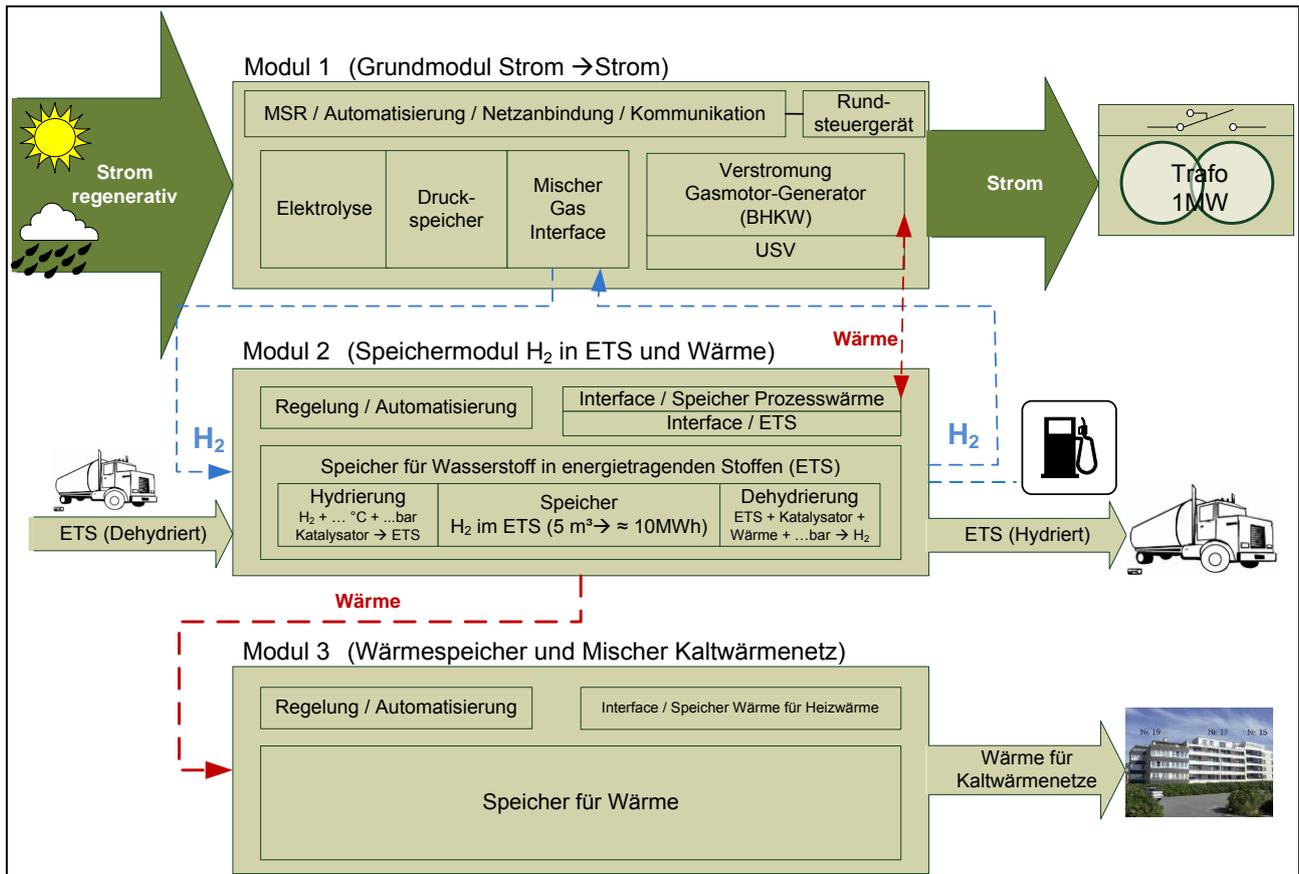


Abbildung 1: Aufbau des modularen Wasserstoffkraftwerkes

Im nachfolgenden werden die einzelnen Module beschrieben.

Der über eine Elektrolyse erzeugte Wasserstoff, wird für den kurzfristigen Bedarf als Gas in einem Zwischenspeicher in Modul 1 vorgehalten und gespeichert. Dadurch kann in kurzer Zeit die Anlage hohe Leistungen zur Verfügung stellen, während dessen das Modul 2, der chemische Speicher, anfährt und größere Energiemengen bereitstellt.

Damit Modul 1 am Primär- und Sekundärregelkreis teilnehmen kann, muss eine Leistung von mindestens 1 MW als Primärregelleistung und 5 MW als Sekundärregelleistung zur Verfügung gestellt werden. Diese soll, wenn nötig, über das gemeinsame Anfahren mehrerer Kraftwerksblöcke an unterschiedlichen Standorten realisiert werden. Außerdem wird in Modul 1 eine autarke Akkumulator-Energieversorgung eingesetzt, die einen Kaltstart ohne Netzanbindung ermöglicht sowie ein schnelles Anfahren des Verbrennungssystems ermöglicht. Da für den auch örtlich verteilten Betrieb der Anlage als virtuelles Gesamtkraftwerk der Betriebs- und Speicherzustand der Anlage wichtig ist, wird außerdem an einer komplexen Regelungs- und Sicherheitsarchitektur gearbeitet.

Modul 2 ermöglicht die Speicherung sehr großer Energiemengen in sehr kompakter Form: Der für den Einsatz entwickelte energietragende Stoff besitzt eine Energiedichte von etwa 2 kWh je kg. Das Modul 2 ist für die kostengünstige und effektive Energiespeicherung und für die Betrachtung der

Gesamtkosten ausschlaggebend. Die Speicherung des LOHCs soll drucklos und ohne spezielle Anforderungen an die Temperatur erfolgen. Im gebundenen Zustand diffundiert der Wasserstoff nicht aus dem Behälter und die Flüssigkeit kann nicht explodieren.

Die Menge des LOHCs ist abhängig vom erwarteten Betriebszustand der Anlage und der notwendigen prognostizierten Regelenergie. Sollte sich beispielsweise aufgrund der größeren Entfernung eines Windparks zu den Verbrauchern eine große Differenz von Erzeugung und netznahem Verbrauch ergeben, könnte das beladene LOHC auch per Tankwagen oder Schiff zum Verbraucher transportiert werden.

Modul 3 dient dem Wärmemanagement und soll anfallende Abwärme speichern und sie dem Verbraucher zur Verfügung stellen. Auch hier ist der modulare Ansatz wichtig, denn die Energiemenge wird durch den angeschlossenen Speicher bestimmt.

4. Ein Vergleich zu „Power-to-Gas“

„Power-to-Gas“ (PtG) ist die gebräuchliche Bezeichnung eines Umwandlungssystems bei der durch Strom über die Elektrolyse Wasserstoff erzeugt und anschließend in einem Methanisierungsreaktor mit CO₂ über die Sabatier-Reaktion zu Methan und Wasser umgesetzt wird. Das so erzeugte Methan kann nach Auskondensation des entstehenden Wassers zum Beispiel in das bestehende Erdgasnetz gespeist und dort gespeichert werden.

Einen Vergleich der Speicher- und Gesamtwirkungsgrade von LOHC-Be-/Entladung sowie H₂-Methanisierung mittels Sabatier-Prozess und der anschließenden Rückverstromung wird in [1] ausführlich dargestellt. Berücksichtigt werden dabei die Wirkungsgrade des Speicherprozesses, der Elektrolyse und der Rückverstromung des erzeugten Brenngases sowie der bei der LOHC-Speicherung zusätzlich benötigte Dehydrierungsprozess. Dabei wird aufgezeigt, dass die zu erwartenden Wirkungsgrade bei der Verwendung der LOHC-Technologie über denen der Speicherung mittels regenerativ erzeugten Methan liegen. Die nachfolgende Tabelle 2 stellt eine überschlägige Betrachtung der Wirkungsgrade für das „Modulare Wasserstoffkraftwerk und Energiespeicher“ und für PtG-Anlagen dar.

Tabelle 2: Vergleich der Wirkungsgrade der Teilprozesse und des Gesamtsystems in %

„Modulare Wasserstoffkraftwerk und Energiespeicher“			„Power-to-Gas“		
η_{Gesamt}	Wirkungsgrad der Teilprozesse		η_{Gesamt}	Wirkungsgrad der Teilprozesse	
95,0	95	Transformator/ Gleichrichter	95,0	95	Transformator/ Gleichrichter
71,3	75	Elektrolyse	71,3	75	Elektrolyse
69,8	98	Mischer Zwischenspeicher	57,0	80	Methanisierung
59,4	85	Hydrierung/Dehydrierung	55,9	98	Verdichter, Speicher, H ₂ -Stichleitung
59,1	99,5	Einspritzung	55,6	99,5	Transport (500 km)
20,7	35	bei BHKW (el.)	19,5	35	bei BHKW (el.)
32,5	55	bei Brennstoffzelle (el.)	30,6	55	bei GUD-Kraftwerk
			22,2	40	bei Gasturbinen-KW (Vorwärmung)

Neben dem höheren Wirkungsgrad können noch weitere Vorteile des Modularen Wasserstoffkraftwerks im Vergleich zu PtG aufgezeigt werden. Der modulare Aufbau des geplanten Kraftwerkes lässt eine höhere Flexibilität (Standortwahl, Leistungsgröße, Fahrweise) und eine preiswertere Skalierung zu. Es soll an vielen verschiedenen Standorten aufgebaut werden, um lokal regenerative Energien speichern zu können und direkt als Quelle oder Puffer im Stromnetz zu agieren. Dieses System kann somit Energie aus Spitzenlasten abfangen und als Grundlast längerfristig zur Verfügung stellen und dient gleichzeitig der Aufrechterhaltung der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit durch die Bereitstellung von Regelenergie. Die Methanisierung benötigt beim Sabatierprozess CO_2 für die Umsetzung von Wasserstoff zu Methan, welches aus wirtschaftlichen Gründen von fossilen Kraftwerken bezogen wird. Somit ist diese Technologie abhängig von fossilen Brennstoffen oder aufwendigen Großanlagen. Des Weiteren sind großtechnische PtG-Anlagen auf das Gasnetz und den damit verbundenen Einspeisepunkten angewiesen und sind somit standortabhängig. Es zeigt sich nach jetzigem Stand, dass das „Modulare Wasserstoffkraftwerk“ im Vergleich zu „Power-to-Gas“ in kleineren Leistungsbereichen Anwendung findet (< 5 MW), somit stellen beide Systeme keine direkte Konkurrenz zu einander dar und ergänzen sich.

- [1] B. Müller, K. Müller, D. Teichmann, W. Arlt; Chemie Ingenieur Technik, Volume 83 (2011) Issue 11, Pages 2002-2013; DOI: 10.1002/cite.201100113

MEHR ERTRAG IM WINDPARK – FORSCHUNGSASPEKTE IM BEREICH WINDENERGIE ONSHORE

Martin Hörenz

eno energy systems GmbH, Swienskühlenstraße 5, D-18147 Rostock, info@eno-energy.com

Schlüsselwörter: Windenergieanlage, Windpark, Turbulenz, Flächenertrag, Wirtschaftlichkeit, Rotorblatt

1. Onshore-Windenergieanlagen

Windenergieanlagen werden derzeit oft mit einer Leistung in der 2- oder 3-MW-Klasse mit Rotor-durchmessern von oft mehr als 100 m errichtet. Die Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen wird vor allem durch den Standort bestimmt, wobei die mittlere Windgeschwindigkeit den entscheidenden

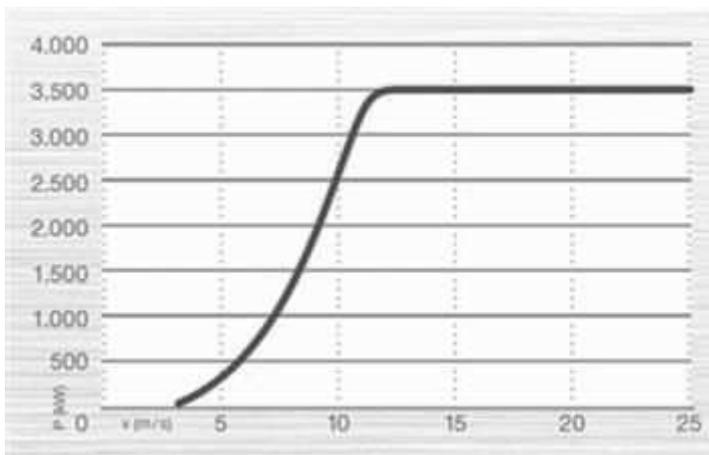


Abb.1: Leistungskurve der Windenergieanlage eno 114

Faktor darstellt, da der Ertrag von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt.

Während in Mecklenburg-Vorpommern oft Standorte mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von $6 - 7\frac{1}{2}$ m/s in einer Höhe von 100 m zu finden sind, liegt die mittlere Windgeschwindigkeit in Süddeutschland in gleicher Höhe oft nur bei 4 – 5 m/s. Windschwache Standorte liefern daher nur deutlich geringere Erträge. Daher gilt es, in erster Linie die ertragreichen Standorte optimal zu nutzen.

2. Die neue eno 3,5 MW-Plattform

Bei der Auslegung von Windenergieanlagen wurde bisher der Fokus auf den maximalen Ertrag bei möglichst geringen Kosten gelegt. Windenergieanlagen werden heute aber meist nicht als Einzelanlagen aufgestellt, sondern in immer kompakteren Windparks. Die herkömmliche Auslegungsphilosophie mit dem Fokus auf einen maximalen Ertrag wird im Windparkverbund aber nicht mehr ausreichend gerecht. Mit der neuen 3,5 MW-Plattform der eno energy systems GmbH wird nun ein neuer Ansatz verfolgt, um die limitierte Verfügbarkeit von geeigneten Flächen zu berücksichtigen, aber auch um zukünftige Randbedingungen, die sich z.B. infolge von Netzanschluss und Vermarktungsumfeld ergeben, angemessen ins Anlagendesign einzubeziehen.

Eine Anlage, die diese Randbedingungen erfüllt, ist jedoch nur bedingt für alle erdenklichen Standorte geeignet. Dies ergibt sich aus der mittleren Windgeschwindigkeit aber auch aus der Sicht der Raumordnung. Daher wurden zwei Versionen der 3,5 MW-Plattform entwickelt.

Die eno 114 eignet sich besonders für windstarke Standorte mit mittleren Windgeschwindigkeiten bis 8,8 m/s bei einer maximalen Nabenhöhe von 142 m. Damit wird die Anlage den Anforderungen der IEC-Windklasse II bzw. der DIBt-Windzone III gerecht. Dagegen ist die zweite Version der Plattform, die eno 126, für die IEC-Windklasse III bzw. die DIBt-Windzone II ausgelegt und kann mit einer Nabenhöhe von 117 oder 137 m bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von bis zu 7,6 m/s eingesetzt werden.

Über die klassische Auslegung nach den Normen der IEC bzw. des DIBt hinaus weist die Anlagenplattform jedoch noch eine Reihe von innovativen Detaillösungen auf, um dem Gedanken „maximaler Ertrag im Windpark“ gerecht zu werden. Zur Umsetzung wurden hierzu zwei Schwerpunkte gesetzt.

3. Bestmögliche Anlagenverfügbarkeit

Einer dieser Schwerpunkte ist eine hohe Anlagenverfügbarkeit. Dazu wurde die Funktionalität in den Vordergrund gestellt und auf Überflüssiges verzichtet. Weiterhin wurden Redundanzen geschaffen, um die Verfügbarkeit von Kernkomponenten zu erhöhen, beispielsweise im elektrischen System.

So kommt beispielsweise ein elektrisch erregter Synchrongenerator mit modularer Vollumrichter-technik zum Einsatz. Sechs parallele, vollständig entkoppelte Umrichterstränge stellen sicher, dass die Anlage selbst bei Ausfall einer der ohnehin wenig störanfälligen Komponenten weiter betrieben werden kann. Eine großzügige Auslegung erlaubt außerdem die Stützung des Stromnetzes, falls Unter- oder Überspannungen auftreten.

Zusätzlich kann die Anlage selbst bei völliger Flaute die am Netzanschlusspunkt geforderte Blindleistung bereitstellen. Damit erfüllt die eno energy 3,5 MW-Plattform alle gültigen Verordnungen und Richtlinien zum Netzanschluss und ist auch für zukünftige Anforderungen bestens gerüstet. Zusätzliche teure Kompensationseinrichtungen im Windpark werden damit in aller Regel überflüssig.

4. Verbesserte Wirtschaftlichkeit im Windpark

Der zweite Schwerpunkt umfasst das Zusammenspiel der Anlagen im Windparkverbund. So wurde die Anlagenplattform für eine hohe Turbulenzverträglichkeit ausgelegt, andererseits wird versucht, die durch die Anlagen induzierte Turbulenz im Windpark zu verringern. Die Turbulenzverträglichkeit wird durch das Anlagendesign bestimmt, wobei hierfür die Vorgaben der Norm übererfüllt werden. Während in der IEC 61400-1, ed. 3 eine Turbulenzintensität von 16% (entsprechend der

Standardabweichung bei einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s) für die höchste Turbulenzklasse A vorgegeben ist, beträgt die Auslegungsturbulenzintensität der eno 3,5 MW-Plattform 18%. Durch positive aerodynamische Eigenschaften der Rotorblätter, gekennzeichnet durch einen großen Anstellwinkelbereich, indem sich Auftrieb und Widerstand nicht übermäßig ändern, wird die hohe Turbulenzverträglichkeit zusätzlich unterstützt. Eine Profilgeometrie, die am Auslegungspunkt einen sehr geringen Widerstandsbeiwert aufweist, trägt außerdem zu einer Minimierung der Turbulenz im Windpark bei.

Durch diese Maßnahmen ist es möglich, die Anlagendichte im Windpark zu erhöhen. Trotz einer größeren Anlagenanzahl wird dabei der Parkwirkungsgrad nur minimal reduziert. Damit kann einerseits die Flächenwirtschaftlichkeit, d.h. der Ertrag auf einer gegebenen Fläche, erhöht werden, andererseits ist es auch möglich, die Finanzierbarkeit von Windparks durch einen höheren Kapitaldienstdeckungsgrad, welcher sich aus der größeren Anlagenanzahl ergibt, sogar zu verbessern. Damit eignet sich die Anlage besonders für Windparks mit kompaktem Layout, ohne dass dabei turbulenzbedingte Abschaltverluste hinzunehmen sind. Die Anlage kann ebenfalls für Repowering-Vorhaben oder Lückenbebauung in Bestandwindparks genutzt werden.

Bisherige Analysen zu potentiellen Windeignungsgebieten haben gezeigt, dass auf diese Weise in einem Windpark zukünftig oft 1 – 2 Anlagen mehr errichtet werden können, als es mit Anlagen mit vergleichbaren Kenndaten nach klassischer Auslegung möglich ist. Je nach Anlagenstandort kann damit der Ertrag um bis zu 15% gesteigert werden. Bei entsprechenden Randbedingungen, beispielsweise bei einem sehr kleinen Eignungsgebiet, wo die Entscheidung zwischen einem Windparkdesign mit 2 oder 3 Anlagen fallen muss, kann der Vorteil hierbei möglicherweise sogar noch größer ausfallen.

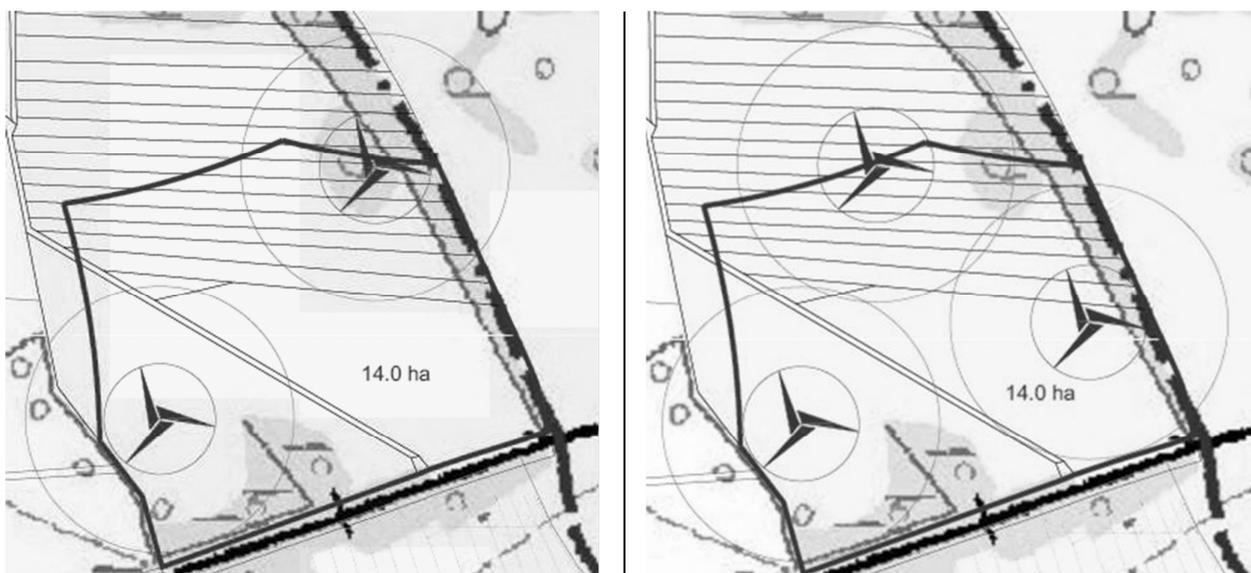


Abb. 2: Windpark-Layout mit konventionellem (links) und kompaktem (rechts) Design

Behandlung von hydrothermal karbonisierten Biomassen für die Ammoniakabtrennung aus Biogas

B. Ibrahim¹, M. Schlegel¹, T. Geick¹ und N. Kanswohl¹
Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät,
¹Professur für Tierhaltung [bassel.ibrahim@uni-rostock.de]

Zusammenfassung

Durch den hydrothermalen Karbonisierungsprozess kann Kohle aus Biomasse erzeugt werden, die einen hohen Kohlenstoffanteil aufweist. Mit diesem Potenzial kann sie für eine Vielzahl von Anwendungen eingesetzt werden. Dieser Beitrag zeigt erstens Ergebnisse einer Untersuchung zur Herstellung von Kohlen aus Schilf und zweitens Daten zur Adsorptionsleistung dieser hydrothermalen Kohle (HTC-Kohle) für die Ammoniakentfernung aus Flüssigkeiten. Die Daten der Adsorption werden durch die Langmuir und Freundlich-Isotherme Modelle beschrieben werden. Die Adsorptionsuntersuchung wurde mittels eines Batch-Ansatzes durchgeführt, wobei anhand der Ergebnisse nachgewiesen werden kann, dass aus Schilf eine Biokohle mit einer ausreichend hohen Leistungsfähigkeit hergestellt werden kann.

Stichwörter: Biomasse; hydrothermale Karbonisierung; Adsorption; Ammoniak

Summery

The hydrothermal carbonization (HTC) process shows clear advantages that it can generate hydro chars rich in organic carbon, which have the potential to be used for a wide range of applications. This paper presents a preliminary investigation on producing carbonaceous materials from wetland biomass (here reed) using a technique of hydrothermal carbonization. The produced hydrothermal chars (HTC-char) from reed was characterized and used as adsorbent for ammonia removal from aqueous solution. The adsorption data could be well described by Langmuir and Freundlich isotherm models. In this study, the adsorption of ammonia on HTC-char from aqueous solutions has been studied in a batch study. The study shows that wetland biomass is an interesting and adequate biomass for the production of biochar with with a sufficiently high efficiency

Keywords: Biomass; hydrothermal carbonisation; Adsorption; Ammonia

1. Einleitung

Die hydrothermale Karbonisierung (HTC) ist ein thermochemischer Prozess zur Erzeugung von partikulärer Kohle aus Biomasse in wässrigem Milieu - sie ist vergleichbar mit Braunkohle [1]. Dieser künstlich induzierte Vorgang basiert auf einem natürlichen Prozess, der in verschiedenen geologischen Formationen vor Jahrmillionen auf der Erde stattfand, und zwar der Inkohlung organischer Materialien. Die hauptsächlich zu kohleartigen Produkten [2,3,4] führenden natürlichen Vorgänge dauerten sehr lange. Im künstlich induzierten HTC-Prozess findet alles beschleunigt statt, so dass sich die Reaktionszeiten auf Stunden reduzieren lassen [4,5]. Ein Vorteil des HTC-P ist die direkte und einfache Nutzung von Biomasse mit hohem Wasseranteil, ohne dabei zusätzliche Energie zur Trocknung aufwenden zu müssen [6,7]. Der HTC-Prozess ist relativ einfach, der Feststoff wird während der Reaktion durch Wasser umgeben, der Reaktor wird auf Temperaturen zwischen 180 und 230 °C über einen Zeitraum von wenigen Stunden bis zu einem Tag erhitzt [1,8,9,10]. Die Produkte der HTC können in eine Festphase (HTC-Kohle) und eine Flüssigphase unterteilt werden; eine geringe Gasmenge wird gleichermaßen produziert. Die Adsorption wird zwar als eine hervorragende Methode zur Schadstoffentfernung eingeschätzt, aber der weitverbreiteten Verwendung dieser Methode stehen in der Regel technische und ökonomische Faktoren entgegen [11,12]. Das erfordert Forschungsanstrengungen zur Entwicklung effektiver und preiswerter Adsorbentien, um die bestehende Nachfrage zu erfüllen.

Vom Biogas wird nur ein Gasbestandteil als besonders werthaltig angesehen – das Methan. Andere Gasbestandteile sind teilweise für die Verbrennung in Motoren sogar schädlich, sie müssen vor der Verbrennung möglichst entfernt werden. Ammoniak beispielsweise sollte auch entfernt werden, wobei die Varianten der Entfernung vielfältig sind. Es entsteht in diesem Zusammenhang die Frage nach der Eignung der hergestellten Kohlen für die Ammoniakentfernung aus Biogas.

2. Material und Methoden

2.1. Material

Um der Maßgabe eines Adsorbens zu erfüllen, was preiswert ist, wurde für diese Untersuchung Schilf ausgewählt. Dieses wurde in Mecklenburg-Vorpommern, in der Nähe von Triebsees, im Herbst 2011 geerntet.

2.1. Herstellung der Kohle

Die Karbonisierung des Schilfs wurde in einem Edelstahl-Druckbehälter-600 ml durchgeführt. Die Karbonisierung fand in einem Temperaturbereich von 180-230 °C und über einer Reaktionszeit von 15 h statt. Zitronensäure und Phosphorsäure wurden jeweils als Katalysator verwendet. Nach der

Inkohlung wurden die HTC-Kohlen aus dem Druckbehälter entnommen und mit bi-destilliertem Wasser gewaschen, danach in einem Ofen bei 110 °C für 6 h getrocknet.

2.1.1. Analyse der HTC-Kohle

Die Eignung einer Kohle für die Entfernung von Schadstoffen, Mischgas- bzw. Flüssigkeitsbestandteilen kann teilweise durch die Bestimmung der spezifischen Oberfläche und dem Porenvolumen durch Anwendung des Brunauer-Emmett-Teller (BET)-Verfahrens ermittelt werden. Das wurde einerseits für das Ausgangsmaterial Schilf und andererseits für die HTC-Kohlen durchgeführt. Dafür wurde das Gerät Micromeritics ASAP 2010 verwendet. Die Analyse der Elemente Kohlenstoff, und Wasserstoff wurden unter Verwendung eines Mikroanalysator-Gerätes (TruSpec CHNS Micro /Firma Leco) durchgeführt, um den Inkohlungsgrad festzustellen. Die Sauerstoffgehalte wurden durch die Differenzmethode indirekt festgestellt. Zur erweiterten qualitativen Bewertung der Karbonisierung wurden die H/C- und O/C-Atomverhältnisse für das Ausgangsmaterial und die erzeugten HTC-Kohlen berechnet.

2.2. Durchführung des Adsorptionsexperiments

Drei Varianten von HTC-Kohle wurden hergestellt und im nachfolgenden Adsorptionsversuch verwendet. Die zwei Kohlen aus Schilf SCH_Z und SCH_P wurden durch die jeweiligen Zugaben der Katalysatoren Zitronensäure (z) bzw. Phosphorsäure (p) während des HTC-Verfahrens erzeugt. Die dritte Variante (bezeichnet als SCH_{ZS}) wurde durch eine zusätzliche Oxidation von SCH_Z mit Salpetersäure (s) hergestellt.

Die Adsorptionsversuche wurden in einem gerührten System bei Raumtemperatur durchgeführt. Es wurden 100 ml Erlenmeyerkolben mit 0,25 g HTC-Kohle und 75 ml NH₄OH-Lösung gefüllt. Nach dem Erreichen des Gleichgewichts - die Adsorption- und Desorptionsrate sind gleich - wurden die drei jeweiligen Adsorbentien (Kohlen SCH_Z, SCH_P und SCH_{ZS}) durch ein Milliporenfilter (0,2 µm) gefiltert. Die Anfangs- und Gleichgewichtskonzentrationen wurden spektrofotometrisch mit einem Spekol 11 Apparat bestimmt. Die verschiedenen Konzentrationen der Ammoniaklösung im Bereich von 25 bis 200 mg/l wurden durch eine stufenweise Verdünnung der Stammlösungen vorbereitet. Die angegebenen Daten in diesem Beitrag beruhen auf den Durchschnittswerten zweier Wiederholungen.

3. Ergebnisse und Diskussion

3.1 Charakteristika der HTC-Kohle

Die Konzentrationen von Kohlenstoff, Wasserstoff und Sauerstoff aus dem Ausgangsmaterial Schilf einerseits und HTC-Kohlen andererseits sind in Tabelle 1 aufgeführt. Anhand der Codes, mit

denen die HTC-Kohlen ($SCH_{n=1,2,\dots}$) bezeichnet sind, können die Reaktionsprodukte entsprechend des Einflusses unterschiedlicher Reaktionstemperaturen differenziert werden.

Wie Aussagen in der Literatur erwarten ließen [13], sinkt die Ausbeute an HTC-Kohle mit zunehmender Temperatur. Eine höhere HTC-Kohlenausbeute wurde also bei niedrigeren Temperaturen beobachtet: 58,3 % der Trockenmasse des Ausgangsmaterials konnte bei einer Reaktionstemperatur von 180 °C festgestellt werden, bei 230 °C wurde dagegen die niedrigere Ausbeute von 40,3 % registriert. Die elementare Zusammensetzung (C, O und H) der festen Materialien verändert sich deutlich als Ergebnis des HTC-Prozesses. Mit Erhöhung der Temperatur wurde HTC-Kohle reicher an Kohlenstoff. Die erzeugte HTC-Kohle zeigt einen Anstieg im Kohlenstoffgehalt von 43,82 % im Ausgangsmaterial Schilf bis 66,71 % bei 230 °C in der HTC-Kohle.

Tabelle 1: Charakterisierung der HTC-Kohlen aus Schilf (Katalysator: Zitronensäure/Reaktionszeit 15 h)

Parameter		Materialien				
		Ausgangsmaterial Schilf	Kohlen			
			der Reaktionstemperaturen [°C]			
			180	200	220	230
			SCH ₁	SCH ₂	SCH ₃	SCH ₄
Ausbeute	%	-	58,30	51,50	41,93	40,30
C	%	43,82	50,63	56,97	63,79	66,71
H	%	5,82	5,09	4,74	4,68	4,55
O ^[a]	%	45,67	40,59	33,81	26,53	23,41
O/C ^[b]	-	0,78	0,60	0,45	0,31	0,27
H/C ^[b]	-	1,59	1,21	0,99	0,88	0,82
BET	m ² /g	2,3103	8,1982	9,6008	17,1622	24,6594
Porenvolumen	cm ³ /g	0,00477	0,024392	0,0511	0,1122	0,12469

^[a] Gehalt durch Feststellung der Differenz

^[b] Atomverhältnis

Die HTC-Kohle hat mit steigender Temperatur neben der Erhöhung des Kohlenstoffgehaltes niedriger werdende O/C und H/C-Verhältnisse im Vergleich mit dem rohen Ausgangsmaterial.

Das Porenvolumen und die spezifische Oberfläche (BET) des Ausgangsmaterials und der Kohlen zeigen, dass die Kohlen größere Porenvolumen und höhere spezifische Oberflächen haben. Die

Oberflächen (BET) erhöht sich von 2,3103 (Schilf) auf 24,6594 m²/g bei 230 °C. Somit ist die Oberfläche der Kohle mehr als 10-mal größer als die des Schilfs. Zusätzlich gab es einen 26-fachen Anstieg des gemessenen Porenvolumens nach der Karbonisierung.

3.2 Adsorptionseigenschaften

Die optimale Kontaktzeit bis zur Erreichung des Adsorptionsgleichgewichtes zwischen HTC-Kohlen und Ammonium-Ionen konnte experimentell bestimmt werden, es stellt sich nach einer Stunde ein.

Der Entfernungswirkungsgrad für die untersuchten Adsorbentien (Kohlen) als Funktion der Ausgangskonzentration der Lösungen (C₀) ist in Abbildung 1 dargestellt. Wenn die Ammoniumkonzentration in der Ausgangslösung erhöht ist, sinkt der Entfernungswirkungsgrad aufgrund der schnelleren Sättigung des Adsorptionsmittels. Für die Auswertung der Daten zur Adsorption bis zum Gleichgewicht sind die Isothermen-Gleichungen von Langmuir (Gleichung 1) und Freundlich (Gleichung 2) geeignet. Beide sind Funktionen zur Adsorptionsbeschreibung. Aus den erhaltenen experimentellen Daten wurden einige theoretische Parameter der linearen Modelle der Langmuir- und Freundlich-Isothermen berechnet, sie sind in der Tabelle 2 zu sehen.

$$q_e = \frac{b Q_0 C_e}{1 + b C_e} \quad (\text{Gleichung 1})$$

$$q_e = K_f \cdot C_e^{1/n} \quad (\text{Gleichung 2})$$

Legende: q_e adsorbierte Menge im Gleichgewichtszustand (mg/g)
 C_e Gleichgewichtskonzentration (mg/l)
 Q₀ maximale Adsorptionskapazität (mg/g)
 b Langmuirkoeffizient (mg/l)
 K_F Konstante (Zusammenhang mit der Adsorptionskapazität)
 n empirischer Parameter in Bezug auf die Adsorptionsintensität [14].

Die Ergebnisse der Berechnung mittels der Gleichung nach Freundlich (Gleichung 2) berücksichtigend bedeuten die Werte der Koeffizienten 1/n, dass das Adsorptionsgleichgewicht in allen untersuchten Lösungen günstig ist (1/n < 1). Der Langmuirparameter (Q₀) in Gleichung 1, der die maximale Adsorptionskapazität in Bezug auf die Ammoniumionen zeigt, wurde in der Probe SCHzs (Tabelle 2) nach der Oxidation mit HNO₃ registriert (45,46 mg/g). Auf der Grundlage der erhaltenen Ergebnisse kann geschlossen werden, dass die Ammoniakentfernungskapazität von SCHsz die größte war (Abbildung 1).

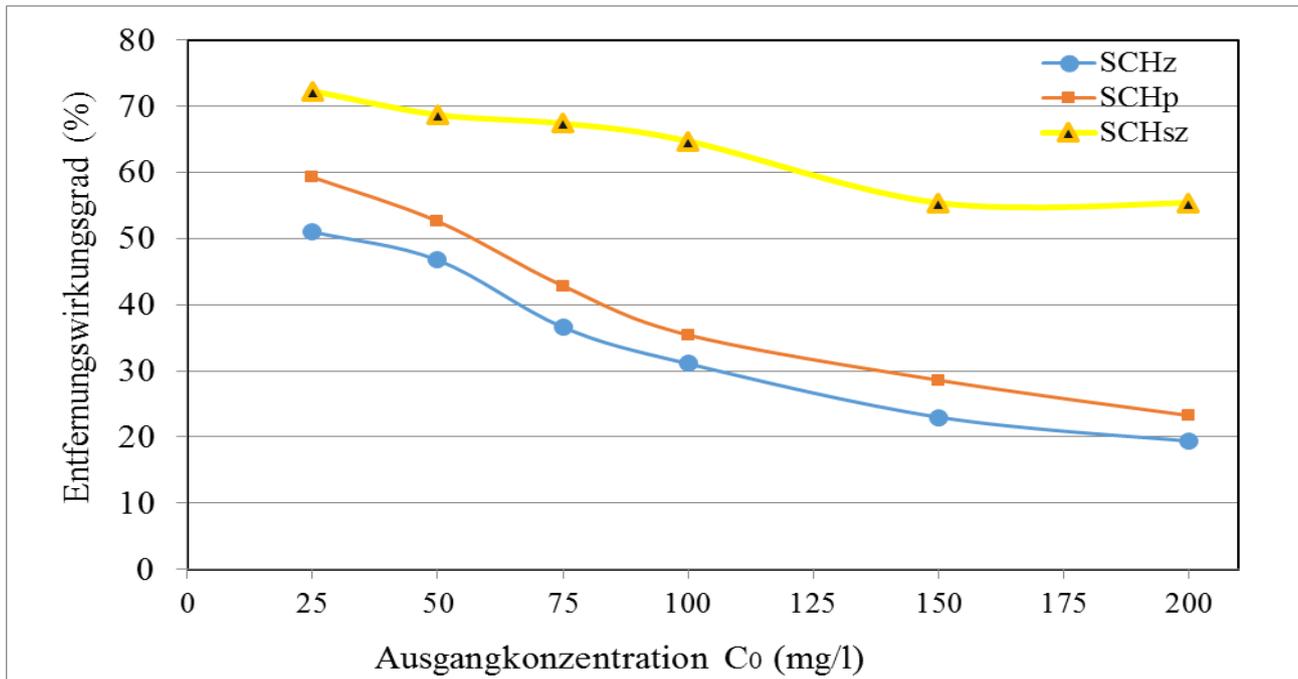


Abbildung 1: Entfernungswirkungsgrad als Funktion der Ausgangskonzentration

Tabelle 2: Parameter nach der Langmuir- und Freundlich-Isotherme zur Beschreibung der Ammoniumadsorption auf HTC-Kohlen

HTC-Kohle	Parameter nach					
	Langmuir			Freundlich		
	Q_0	b	r^2	k_F	n	r^2
	mg /g		-	-	-	-
SCHz	13,41	0,0344	0,9956	1,24	2,50	0,9239
SCHp	16,53	0,0093	0,9963	1,25	2,47	0,9558
SCHzs	45,46	0,019	0,9930	1,28	1,56	0,973

In Bezug auf den Entfernungswirkungsgrad der untersuchten drei Proben, kann die folgende Reihenfolge festgestellt werden: SCHs < SCHp < SCHzs.

Darüber hinaus zeigen alle Adsorptionsisothermen, dass mit der Zunahme der Ausgangskonzentration von Ammoniumionen die Adsorption durch die HTC-Kohlenoberflächen steigt. Wahrscheinlich geschieht die Ammoniumionenadsorption über die Bildung von Wasserstoffbrückenbindungen, die bei genügend hohen Ammoniakkonzentrationen vermehrt auftreten. Sie konkurrieren um die Wassermoleküle des Mediums.

4. Fazit

Allgemein degradiert HTC die Rohstoffe unter milden Bedingungen (in einem wässrigen Medium und bei >180 °C) und erzeugt Produkte mit hohen Kohlenstoffgehalten und BET-Oberflächen. Der

Kohlenstoffgehalt der HTC-Kohle ist mit der Zunahme der Prozesstemperaturen erhöht. Die Möglichkeiten für die Ammoniakentfernung aus wässrigen Lösungen durch HTC-Kohle zeigten, dass eine Kontaktzeit von einer Stunde ausreichend war, um ein Gleichgewicht zu erreichen. Für die Modellierung der Gleichgewichtsberechnung sind die linearen Langmuir- und Freundlich Gleichungen geeignet. Die Nachbehandlung mit Salpetersäure führte gegenüber den beiden anderen Varianten zur effektivsten Adsorption von Ammoniumionen. Es kann festgestellt werden, dass eine HTC-Kohle aus dem Ausgangsmaterial Schilf als Adsorptionsmittel zur Ammoniakentfernung aus wässrigen Lösungen geeignet ist.

5. Literatur

- [1] A. Funke, F. Ziegler, *Bioproducts and Biorefining*, 4 (2010) 2, 160-177
- [2] F. Bergius, *die Anwendung hoher Drücke bei chemischen Vorgängen und eine Nachbildung des Entstehungsprozesses der Steinkohle*, Wilhelm Knapp Verlag, Halle a. S. (1913)
- [3] J.P. Schumacher, F.J. Huntjensvan, D.W. Krevelen, *Fuel*, 39 (1960), 223-234
- [4] M.M. Titirici, A. Thomas, M. Antonietti, *New Journal of Chemistry*, 31 (2007), 787-789
- [5] B. Hu, K. Wang, L. Wu, S.H. Yu, M. Antonietti, M.M. Titirici, *Adv. Mater*, 22 (2010), 813-828
- [6] C. Glasner, G. Deerberg, H. Lyko, *Chemie Ingenieur Technik*, 83 (2011), 1932-1943
- [7] J.A. Libra, K.S. Ro, C. Kammann, A. Funke, N.D. Berge, Y. Neubauer, Titirici, C. Fühner, O. Bens, J. Kern, K.H. Emmerich, *Biofuels*, 2 (2011), 71-106
- [8] J. Mumme, L. Eckervogt, J. Pielert, M. Diakité, F. Rupp, J.r. Kern, *Bioresource Technology*, 102 (2011), 9255-9260
- [9] S.M. Heilmann, H.T. Davis, L.R. Jader, P.A. Lefebvre, M.J. Sadowsky, F.J. Schendel, M.G. von Keitz, K.J. Valentas, *Biomass and Bioenergy*, 34 (2010), 875-882
- [10] F. Schneider, M. Escala, K. Supawittayayothin, N. Tippayawong, *International Journal of Energy and Environment (IJEE)*, 2 (2011), 647-652
- [11] P.A. Wilderer, H-J. Bungartz, H. Lemmer, M. Wagner, J. Keller, S. Wuertz, *Water Res.*, 36 (2002), 370-93
- [12] N.P. Cheremisinoff, *an overview of water and wastewater treatment, handbook of water and wastewater treatment technologies*. Woburn: Butterworth-Heinemann, (2002), 1-61
- [13] S.K. Hoekman, A. Broch, C. Robbins, *Energy Fuels*, 25 (2011), 1802-1810
- [14] S.J. Allen, G. McKay, J.F. Porter, *J. Colloid Interface Sci.*, 280 (2004), 322-333

REGENA
„Ressourceneffizienz im Gebäudebetrieb
durch Nutzerintegration und Automation
Teilprojekt: Verhaltensbasierte Interventionen und Monitoring“

Verena Jähn¹, Monika Eigenstetter¹, Andrea Christian², Iris Ebner², Klaus-Uwe Gollmer², Willy Kohoun Tsafack², Patrick Koch², Rainer Michels², Stefan Naumann², Sebastian Arns³, Bodo Groß³

¹ A.U.G.E. Institut der Hochschule Niederrhein, Reinarzstraße 49, D-47805 Krefeld¹

² Umwelt-Campus Birkenfeld (Hochschule Trier), Campusallee, D-55768 Hoppstädten-Weiersbach

³ IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme) gGmbH, Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken

Schlüsselwörter: Betriebsoptimierung, Gebäudeeffizienz, Umweltpsychologie, Nutzerintegration, Energiemonitoring

Zusammenfassung

REGENA – in diesem, vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderten, Forschungsprojekt sollen kostengünstige Maßnahmen entwickelt, verglichen und bewertet werden, um die Energieeffizienz im Hochschulbereich zu steigern.

Dabei wird neben der Optimierung und Entwicklung von Automationsmaßnahmen auch die Verbesserung von umweltpsychologischem Nutzerverhalten angestrebt. Durch zielgruppenspezifische Schulungen kann das Wissen der Nutzer korrigiert werden. Mit partizipativem Vorgehen können umweltrelevante soziale Normen entwickelt und durch positive Einstellungen die Akzeptanz an Maßnahmen erhöht werden. Zentraler Ansatz des Gesamt-Projektes ist die integrale Verknüpfung von Automation und Nutzerverhalten. Die Erfolgskontrolle der umgesetzten Maßnahmen erfolgt über ein umfangreiches Monitoring, das die Energieverbräuche der beiden beteiligten Hochschulen dokumentiert und überwacht. Das Forschungsergebnis soll als „REGENA“-Modell auf andere Hochschulen oder auch auf Nicht-Wohngebäude übertragbar dargestellt werden.

The aim of the research project REGENA (Resource Efficiency in Buildings through Automation and User Integration), funded by the German Federal Ministry of Economics and Technology, is the conceptual development and the comparative evaluation of low-investment measures for optimizing building operation energetically in universities. Besides an analysis of building technology, emphasis is also placed on environmental psychological consideration of user behavior. Through targeted training, the knowledge of the users can be corrected. Participatory approach with environmental social norms can be developed and enhanced by positive attitudes acceptance of measures. Using a comprehensive monitoring system, the energy consumption of the two participating universities is to be monitored. Additionally, intervention measures to reduce the energy consumption will be registered and evaluated. As a result, a transferable process model (REGENA-Model) will be developed, which is to be portable to other universities.

¹ Wir bedanken uns bei Stephan Pesch, Anno Herder und Carsten Küpper, die wesentliche Vorarbeiten bei der Erstellung des Fragebogens übernahmen.

1. Einleitung

Klimaschutz ist die große gesellschaftliche Herausforderung des 21. Jahrhunderts. Es herrscht Einigkeit darin, dass der Klimawandel neben wissenschaftlichen und technologischen Innovationen vor allem eine Umstellung unseres ressourcenintensiven Lebensstils erfordert. Ein wichtiger Aspekt der Verminderung eines Einsatzes von Ressourcen ist die Einsparung von Energie, was zudem auch Kosten spart, da die Energiepreise in den letzten Jahren kontinuierlich angestiegen sind.

Ein wichtiger Bereich für die Verbesserung der Energieeffizienz ist die energetische Betriebsoptimierung, die bei steigendem Nutzerkomfort nennenswerte Energieeinsparpotenziale bietet. Der wesentliche Vorteil der energetischen Betriebsoptimierung liegt darin, dass mit nur geringen Investitionen eine sofortige Einsparwirkung erzielt werden kann. In vielen Gebäuden können 10 bis 20% des Strom- und Wärmeverbrauchs durch nicht- oder geringinvestive Maßnahmen eingespart werden [1]. Diese Maßnahmen umfassen alle für den Gebäudebetrieb relevanten Bereiche wie z. B. Optimierung und Automation technischer Abläufe, effektives Energiemanagement, Mängelmanagement sowie die Einbindung der Nutzer.

Das Forschungsprojekt REGENA legt seinen Fokus auf zwei wesentliche geringinvestive Steuerungsinstrumente zur Steigerung der Energie- und Ressourceneffizienz im Betrieb von Nicht-Wohngebäuden, insbesondere im Hochschulbereich: zum einen auf die Gebäudenutzerinnen und -nutzer und zum anderen auf die technischen Möglichkeiten zur Optimierung, Vereinfachung und Automation vorhandener Prozesse und Vorgehensweisen.

Zusammenfassende wissenschaftliche Fragestellung des Projektes ist, wie Nutzerintegration und Gebäudeautomation verbessert, austariert und verzahnt werden können, um unter unterschiedlichen Ausgangsbedingungen Steigerungen der Ressourceneffizienz im Gebäudebetrieb zu ermöglichen. Hierzu soll ein übertragbares Modell konzeptuell entwickelt, evaluiert und dokumentiert werden, welches Strategien und Methoden zum ressourceneffizienten Gebäudebetrieb mittels geringinvestiver Maßnahmen ermöglicht.

Besonderes Gewicht wird in dieser Ausführung auf den Teil der nutzerbasierten Interventionen und der Erstellung von Messinstrumenten zur Erhebung psychologischer Basisdaten gelegt.

2. Technische Umsetzung

Zunächst wurden die vorhandenen Gegebenheiten hinsichtlich Gebäudetechnik, Gebäudeautomation und deren Nutzung an den beiden involvierten Hochschulen (Umwelt-Campus Birkenfeld und Hochschule Niederrhein) detailliert analysiert. An beiden beteiligten Hochschulstandorten Birkenfeld und Krefeld wurden verschiedene Raumnutzungstypen definiert. Um erste Maßnahmen zur energetischen Betriebsoptimierung planen und durchführen zu können, war eine technische Bestandsaufnahme beider Hochschulen notwendig. Es war eine technische Aufrüstung mit Energiezählern v. a. an der Hochschule Niederrhein notwendig, damit zumindest eine gebäudeweise Erfassung von Strom und Wärme möglich wird. Um die Wirksamkeit der Maßnahmen zur energetischen Betriebsoptimierung sinnvoll abschätzen und eine Vergleichbarkeit

der Daten gewährleisten zu können, muss eine Basislinie der Verbrauchswerte als Referenz für die ausgewählten Gebäudeteile erstellt werden. Anschließend folgen drei Messperioden mit z. T. geringstinvestiven technischen Maßnahmen und psychologischen Nutzerschulungen. Nähere Informationen zum genauen Vorgehen können dem Tagungsbeitrag „Monitoring und Modellbildung zur energetischen Betriebsoptimierung in Nichtwohngebäuden - das Forschungsprojekt ‚REGENA‘“ entnommen werden.

3. Planung und Umsetzung von Nutzungskonzepten

3.1. Besonderheiten der Organisation „Hochschule“

Der Energieverbrauch eines Gebäudes und seiner verwendeten Techniken ist zu großen Teilen nutzerabhängig. In verschiedenen Veröffentlichungen wurde gezeigt, dass durch das Verhalten der Gebäudenutzer der Energieverbrauch des Gebäudes um bis zu 150% variieren kann [2], wobei das Verhalten Beschäftigter bislang kaum untersucht wurde [3, 4]. Zur Planung und Umsetzung von Nutzungskonzepten und als Grundlage für die weiteren Schritte sind neben den technischen Gegebenheiten und Optionen zunächst die möglichen Nutzergruppen zu identifizieren. Hier sind die Hauptnutzergruppen Lehrende, Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter (wissenschaftliche und nichtwissenschaftliche) sowie Studierende zu erkennen.

Am speziellen Schauplatz „Hochschule“ lassen sich zahlreiche organisationspezifische Rahmenbedingungen beschreiben, die ursächlich für Widerstände gegenüber Maßnahmen zur Verhaltensänderung sind. Zu nennen wären: unterschiedliche Ansprüche an die Freiheit von Forschung und Lehre, die Arbeitsverdichtung in den Verwaltungsbereichen der Hochschulen sowie die Fluktuation bei den Studierenden und beim wissenschaftlichen Personal. Zudem ist die Fremdvergabe der Reinigungs- und Hausmeistertätigkeiten zu nennen.

Im Weiteren ausgeführt bedeutet dies: die jeweiligen Hochschullehrer verbinden mit „Organisation“ überwiegend die Organisation der notwendigen Infrastruktur zum Betrieb von Wissenschaft und Forschung und schreiben diese Aufgaben der Hochschulverwaltung zu. Aufgrund der Bologna-Reform hat sich die Fluktuation der Studierenden erhöht: die Verweildauer an den Hochschulen hat sich verkürzt, die Ansprache dieser Zielgruppe wird erschwert. Das Fachpersonal in der Hochschulverwaltung und das z. T. befristete Projektpersonal ist mit Routineaufgaben ausgelastet, sodass Zeit für Reflexionen über das eigene Verhalten und Energiesparaktionen fehlt. Auch hat sich das Personal an einen bestimmten Komfort während der Arbeitszeit gewöhnt – dies betrifft z. B. die Raumtemperatur oder das Betreiben privater Heißwassergeräte am Arbeitsplatz [5].

Es lassen sich drei Ansatzpunkte für energetisches „Fehlverhalten“, also für verschwenderischen Umgang mit Energie, erkennen:

Zum Ersten basiert dieses Verhalten auf fehlendem Wissen bzw. falschen mentalen Modellen bezüglich der bauphysikalischen Grundlagen eines Gebäudes sowie der Steuerung und Abhängigkeiten der Gebäudetechnik. Dies führt häufig zu einem Mehrverbrauch an Energie.

Zum Zweiten besteht die Schwierigkeit, Umwelthandeln in Arbeitsabläufe störungsfrei zu integrieren. In Schahn (2007) werden bei umweltpsychologischen Interventionen im Arbeitsalltag

die Dimensionen zentral/dezentral und einmal/wiederholt unterschieden und gefolgert. Einmalige, zentrale Aktivitäten für ein Energiesparverhalten erscheinen am effektivsten. Auch ist Usability, d. h. Gebrauchstauglichkeit bzw. Nutzerfreundlichkeit, von Klimatechnik ein wichtiger Aspekt. Dieser wurde jedoch bislang kaum untersucht [3].

Zum Dritten liegen die Ursachen von Fehlverhalten in unpassenden Einstellungen und Verhaltensabsichten. Es gibt gerade für Umweltverhalten typische Motivationsprobleme wie z. B. keine verursachungsgerechte Abrechnung von Energiekosten und fehlende soziale Normen zum Energiesparen in Organisationen [4]. Viele Erklärungsmodelle fokussieren individuelle Verpflichtungsgefühle und positive Einstellungen gegenüber der Umwelt, um Umweltverhalten zu erklären [6, 7]. Diese Modelle versagen aber, wenn man das Umweltverhalten Einzelner in verschiedenen Bereichen wie Alltag und Beruf untersucht.

Erste Untersuchungen in verschiedenen Unternehmen haben gezeigt, dass die Bereitschaft von Beschäftigten, Energie zu sparen, nicht sehr hoch ist [8]. Dieselben Personen, die im privaten Bereich sorgsam mit Energie umgehen, sehen im beruflichen Kontext keine Veranlassung zum Energiesparen. Da die Nebenkosten nicht selbst durch die Mitarbeiter getragen werden, sinkt deren Bereitschaft, diese zu reduzieren, drastisch. Oft existieren in den jeweiligen Organisationen keine sozialen Normen für Energiesparen (z. B. bei einem Fehlen eines Umwelt-Management-Systems), und die Nutzer (d. h. die Einzelnen an einem Einzelarbeitsplatz; Gruppen an Gruppenarbeitsplätzen) erhalten nur unzureichend Feedback über ihre Verbrauchsdaten [6, 7].

3.2 Vorgehen bei der Erstellung von Messinstrumenten zur Erhebung psychologischer Basisdaten

Vor den psychologischen Interventionen werden psychologische Daten zu eigenem energetischem Verhalten, Wissen um die technischen Möglichkeiten sowie Motivation zum Energiesparen erfragt, um nachfolgend die Akzeptanz und den Erfolg der psychologischen Schulungen abschätzen zu können.

Zur Ermittlung der Nutzerkomfort-Nulllinie (also dem Status ohne jegliche Interventionsmaßnahmen) wurden daher Fragebögen entwickelt. In der umweltbezogenen Forschung zum Einfluss auf Handeln werden häufig die Theorie geplanten Verhaltens von Ajzen (1991) und das Norm-Aktivationsmodell von Schwartz (1977) verwendet [9, 10]. Hunecke (2000) stellte ein heuristisches Modell moralischer Überzeugungen und umweltrelevanten Verhaltens her, das „Strukturmodell umweltschonenden Handelns in Unternehmen“ [6, 11]. Ausgehend vom Norm-Aktivationsmodell und dem Strukturmodell von Homburg wurde ein für den Hochschul-Alltag angepasstes Modell entwickelt, welches für die Fragebogenentwicklung zum energiebezogenen Wissen und Handeln zugrunde gelegt wurde.

Da man bei der vorliegenden Fragestellung „Energiesparen an Hochschulen“ nur eingeschränkt auf bereits vorhandenes Fragebogenmaterial zurückgreifen konnte, weil bisherige Fragebögen sehr organisationsspezifisch erstellt wurden und nicht zutreffend für unsere Untersuchungen sind, wurden eigens Fragebögen entwickelt. Es wurde die Entscheidung getroffen, die Befragung unserer Studienteilnehmer mit zwei nacheinander verteilten Fragebögen durchzuführen: einem Fragebogen

zu Rahmenbedingungen und Verhalten (zu räumlichen und technischen Gegebenheiten der Arbeits- und Vorlesungsräume) und mit einem Einstellungsfragebogen, bei dem u. a. Wissen und personale Normen abgefragt werden.

Die Fragebögen wurden zur Erprobung wie folgt bezeichnet und erstellt:

- i) Einstellungen und Verhaltensintentionen zum Energiesparen (EVE)
- ii) Umgebungsbedingungen/tatsächliches Verhalten für Energiesparen (UVE)

Zu i) EVE: Die Skalen wurden wie nachfolgend beschrieben bezeichnet:

- o Wissen (W) 6 Items
- o Einfluss der Hochschule (HN) 5 Items
- o Positive Einstellung gegenüber Energiesparen (PA) 6 Items
- o Personale Norm (PN) 3 Items
- o Relevant Others – Einfluss Anderer (RO) 5 Items
- o Verantwortungsabwehr (VA) 9 Items
- o Verhaltensintention (VI) 3 Items

Es gingen in die Entwicklung der Skalen Items aus dem Change-Fragebogen der Ruhr-Uni Bochum [12], dem SEU3 von Schahn [13], dem Bogen zu Verantwortungsabwehr von Hunecke [11], den Hausumfeldstudien von Müller der RWTH Aachen [14], der NEP-Skala von Dunlap et al. [15] sowie der Grafstat-Skala der Bundeszentrale für politische Bildung ein [16]. Die restlichen Items wurden neu entwickelt.

Der Einstellungsfragebogen wurde in einer Testversion an 117 Studierenden geprüft, es wurde eine Itemanalyse durchgeführt. Es haben sich teilweise geringe, teilweise befriedigende psychometrische Reliabilitäten (Cronbachs Alpha zwischen 0,4 und 0,7) ergeben, sodass der Bogen überarbeitet und erneut getestet wird. Die Einstellungskonstrukte und Verhaltensintentionen sind damit nach der klassischen Testtheorie erstellt worden.

Zu ii) UVE: Der Fragebogen besteht aus sechs Blöcken:

- o Beschreibung des Raumes und der Ausstattung (21 Items)
- o Fragen zur Bedienung programmierbarer Thermostate an Heizkörpern (5 Items)
- o Bewertung der klimatischen Situation im Arbeitsraum (8 Items)
- o Kontrollmöglichkeiten über Umgebung (5 Komponenten)
- o Einsatz und Vorhandensein elektrischer Verbraucher im Büro (4 Items)
- o Verhaltensweisen beim Lüften und bei der Nutzung von Büro-Elektronik (13 Items)

Auch hier gingen in die Entwicklung der Skalen Items aus dem Change-Fragebogen der Ruhr-Uni Bochum [12] sowie den Hausumfeldstudien von Müller der RWTH Aachen [14] ein. Die restlichen Items basieren auf den Bedingungen der Räumlichkeiten vor Ort und wurden neu entwickelt. Der Rahmenbedingungsfragebogen wurde bisher lediglich in einer Vorstudie von 15 Personen erprobt, da hier im Gegensatz zu den Einstellungsfragebogen keine psychologischen Konstrukte getestet wurden, die man psychometrisch fundieren muss.

Zu Beginn des Wintersemesters im Oktober 2013 sollen die Baseline-Erhebungen zu Rahmenbedingungen und Einstellungen an Professoren, Mitarbeitern und Studierenden der Hochschule Niederrhein und am Umwelt-Campus in Birkenfeld abgeschlossen und ausgewertet werden. Auf Grundlage dieser Daten werden im Herbst 2013 erste verhaltensbasierte Interventionen wie z. B. Schulungen zu korrektem Umgang mit Lüftungstechnik durchgeführt.

3.3 Durchführung der Erhebung

In der zeitlichen Abfolge wird zunächst der Fragebogen „Umgebungsbedingungen/tatsächliches Verhalten für Energiesparen“ (UVE) an Professoren, Mitarbeiter und Studierende verteilt und ca. vier Wochen später folgt dann der Fragebogen „Einstellungen und Verhaltensintentionen zum Energiesparen“ (EVE). Zeitgleich mit der Verteilung des UVE, in dem nach der subjektiven Befindlichkeit bzw. der Nutzerzufriedenheit gefragt wird, werden in den betroffenen Räumen - nach Zustimmung der Nutzer - Messungen des Raumklimas (Temperatur, Luftfeuchte, Luftgeschwindigkeit, CO₂-Gehalt) und Verhaltensbeobachtungen (Lüftungsverhalten, Schließen von Türen, Anpassung der Raumtemperatur, Abschalten von Rechnern) mittels selbst entwickeltem Beobachtungsbogen vorgenommen. Der Rahmenbedingungsfragebogen liegt in zwei Versionen vor: eine Version für Büroarbeitsplätze und eine kürzere Version für Hörsaal-Nutzer. Der Fragebogen zu den Einstellungen ist für alle Befragten gleich.

3.4 Weitere Planungen zum umweltpsychologischen Vorgehen

Interventionen können nur erfolgreich sein, wenn sie das Vorwissen, die Akzeptanz und das individuelle klimatische Wohlbefinden der Nutzer berücksichtigen.

Schulungen können das Wissen und die mentalen Modelle der Nutzer korrigieren. Die Schulungen müssen zielgruppenspezifisch und jahreszeitlich angepasst an die jeweilige (Klima-)Technik vorgenommen werden.

Akzeptanz durch positive Einstellungen und eine Entwicklung umweltrelevanter sozialer Normen können über ein partizipatives Vorgehen (z. B. Umweltzirkel, Einsatz von Umweltscouts) verändert werden. Zudem kann hierdurch auch vermieden werden, das Wohlbefinden durch Fremdbestimmung negativ zu beeinflussen.

Passend zu den Baseline-Daten werden nach den Interventionen erneut psychologische Daten zu eigenem energetischem Verhalten, Wissen um die technischen Möglichkeiten und Motivation zum Energiesparen erfragt. Nach dem Erheben einer Baseline über die Verbrauchsdaten und der Intervention sollte in die vierteljährlichen, wiederholten Erinnerungen an die Inhalte der Schulungen ein systematisches Feedback integriert werden. Die Verfestigung neuer Verhaltensweisen soll durch ein Feedback über bisherige Verbrauchsdaten und Verhaltensbeobachtungen erfolgen.

4. Ausblick

Das Forschungsprojekt hat eine Laufzeit vom 01. Juni 2012 bis 31. Mai 2016 und wird im Rahmen des Förderprogramms "Energetische Betriebsoptimierung (EnBop)" vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie unter dem Förderkennzeichen 03ET1070B gefördert. Das REGENA-Modell soll helfen, die Energieeffizienz in Nicht-Wohngebäuden (speziell im Hochschulbereich) zu steigern. Daneben sollen mittel- bis langfristig auch private Dienstleister im Bereich Haus- und Gebäudetechnik von den Ergebnissen profitieren und diese umsetzen.

5. Quellenangaben

- [1] Forschung für Energieoptimiertes Bauen: EnBop, zuletzt geprüft am 17.9.2013
<http://www.enob.info/de/forschungsfelder/enbop/>
- [2] Casties, M. (1997): Untersuchungen zum Zusammenhang zwischen Nutzerverhalten und Heizenergieverbrauch/-bedarf von Wohngebäuden; Berlin VWF
- [3] Schahn, J. (2007): Projekt Energiemanagement am Psychologischen Institut der Universität Heidelberg: „Ein erfolgreicher Fehlschlag“. *Umweltpsychologie* 11(2), 138-163.
- [4] Wortmann, K.: Energie als Thema der Umweltpsychologie. *Umweltpsychologie*, 2004, 8(1), 2-11
- [5] Müller, J., Person, R.-D. (2011): Spezifische Potenziale & Perspektiven an Hochschulen. In: Matthies, E. & Wagner, H.-J. *Change* (Hrsg.) – Veränderung nachhaltigkeitsrelevanter Routinen in Organisationen. Münster: LIT-Verlag
- [6] Homburg, A. & Matthies, E.: *Umweltkrise, Gesellschaft und Individuum*. *Umweltpsychologie*, 1998.
- [7] Matthies, E.: Wie können PsychologInnen ihr Wissen besser an die PraktikerInnen bringen? Vorschlag eines neuen integrativen Einflusschemas umweltgerechten Alltagshandelns. *Umweltpsychologie*, 2005; 9(1), 62-81.
- [8] Fachhochschule Erfurt u.a.: *Interdisziplinäre nutzerorientierte nachhaltige Optimierung von Stoff- und Energieströmen im Gebäude (INNOSEG), Schlussbericht Gesamtprojekt, Erfurt 2007*.
- [9] Ajzen, J. (1991): The Theory of Planned Behaviour. Some unresolved issues. *Organizational Behaviour and human decision processes*; 50, 179-211
- [10] Schwartz, S.H. (1977), Normative influences on altruism. In L. Berkowitz (ed.), *Advances in Experimental Social Psychology*, Vol. 10 (p.221-279). New York: Academic Press
- [11] Hunecke, M. (2000): *Ökologische Verantwortung, Lebensstile und Umweltverhalten*, Asanger Verlag Heidelberg

- [12] Matthies, E. & Wagner, H.-J.(2011): Change – Veränderung nachhaltigkeitsrelevanter Routinen in Organisationen, LIT Verlag Berlin (Fragebogen der Ruhr-Universität Bochum im Projekt „Change“)
- [13] Schahn, J. et al. (1999): Konstruktion und Evaluation der dritten Version des Skalen-systems zur Erfassung des Umweltbewußtseins (SEU-3), Psychologisches Institut der Universität Heidelberg
- [14] Müller, D.: Hausumfeldstudien RWTH Aachen
- [15] Dunlap, R. et al. (2000): Measuring Endorsement of the New Ecological Paradigm: A Revised NEP Scale; Journal of Social Issues; 50, 425-442
- [16] Bundeszentrale für politische Bildung (2007): Befragung und Evaluation mit Grafstat, Projekt Klimaschutz

Die Entwicklung regenerativer Energietechnologien und ihre Auswirkung auf die Strompreise der Zukunft

Tobias Kampet

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

Schlüsselwörter: Energiewende, Strompreise, regenerative Energien, erneuerbare Energien, Ausbau der Stromnetze, Weltenergieverbrauch, Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft, Energiepolitik, Wirkungsgrad, CO₂-Emissionshandel

Zusammenfassung

Die wirtschaftlichen Einsatzpotentiale regenerativer Energien werden durch die vorherrschenden technischen Entwicklungen auf den globalen Energiemärkten beeinflusst. Hierzu zählen z. B. die Verbesserung der Wirkungsgrade regenerativer Energietechnologien oder das „Fracking“ und die dadurch veränderten Preise für konkurrierende fossile Energieträger. Die ökonomischen Einsatzpotentiale regenerativer Energietechnologien werden aber auch durch die wirtschaftlichen Entwicklungen und politischen Zielsetzungen geprägt, sowohl auf der internationalen Ebene (Stichwort: CO₂-Emissionshandel) wie auch im nationalen Rahmen (Stichwort in Deutschland: Energiewende). Diese technischen, wirtschaftlichen und energiepolitischen Randbedingungen bestimmen die mittel- und langfristigen Strompreise und damit dem wirtschaftlichen Einsatzpotential regenerativer Energien. Diese Zusammenhänge werden diskutiert. Die Präsentation wird durch einen Ausblick auf die Auswirkungen zukünftiger Strompreise in Deutschland komplettiert.

Summary

The economic potential of renewable energy technologies is defined by the main technological developments of global energy markets. This includes for instance the increase in efficiency of renewable energy technologies, the nuclear debate or the increasing use of “fracking” and its influence on the prices of fossil fuels (which compete with renewable energies). The economic potential of renewable energy technologies is also impacted by the political objectives and economic developments on both, the international level (e.g. CO₂ emission trading) and the national one (e.g. “Energiewende”). These technical, political and economic conditions influence the electricity prices on mid and long term and, by this, the economic potential of renewable energy technologies. These interdependencies are discussed. The presentation is completed by an outlook on the effects of the future electricity prices in Germany.

1. Die Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft in Deutschland

1.1 Die Grundlagen

Die Grundlagen der Energiewirtschaft in Deutschland sind die drei Parameter

- Versorgungssicherheit,
- Wirtschaftlichkeit und
- Umweltverträglichkeit.

1.2 Die wichtigsten globalen Einflussfaktoren

Die nationalen Energiewirtschaften sind nicht isoliert, sondern wird auch durch die weltweiten Entwicklungen beeinflusst. Für den Einsatz regenerativer Energien sind die wichtigsten globalen Einflussfaktoren:

1. Die **Höhe des Weltenergieverbrauchs**. So wird geschätzt, dass bis zum Jahr 2050
 - die durchschnittliche Energieeffizienz um 40% gesteigert werden kann,
 - die Weltbevölkerung auf knapp 10 Milliarden Menschen zunehmen wird und
 - der weltweite Energieverbrauch um 50% steigen wird.
2. Der **Anteil regenerativer Energien am Weltenergieverbrauch**. Die Schätzungen schwanken stark und gehen bis zu
 - 50% im Jahr 2050 laut Wissenschaftlichem Beirat für Globale Umweltveränderungen (WBGU) der Bundesregierung und
 - 77% im Jahr 2050 laut IPCC der Vereinten Nationen (UN).

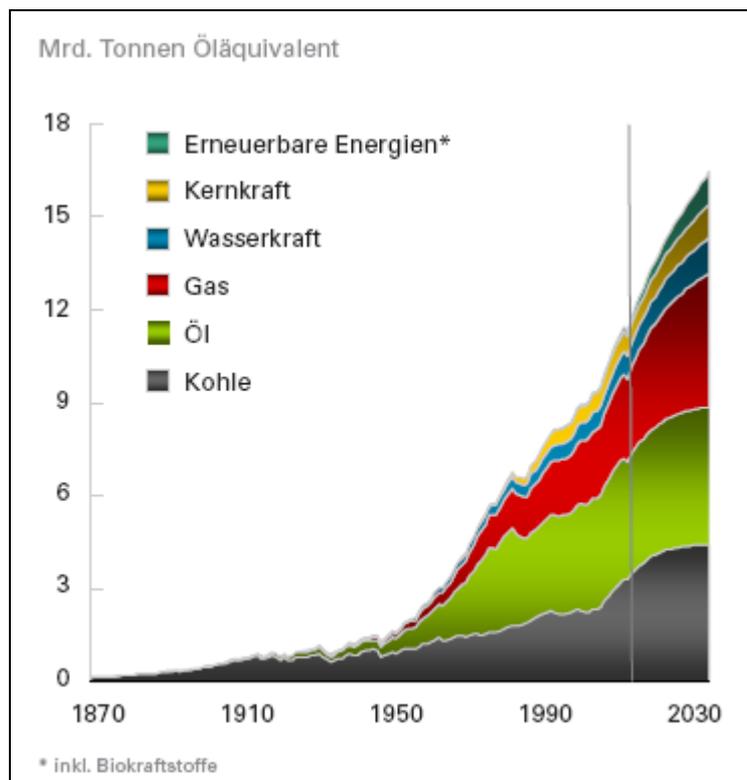


Abb.1: Der globale kommerzielle Energieverbrauch (Quelle: [5])

1.3 Die wichtigsten politischen Zielsetzungen, technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen

Die wirtschaftlich sinnvollen Einsatzpotentiale regenerativer Energietechnologien in Deutschland werden zudem durch eine Reihe von weiteren Einflussfaktoren definiert. Hierzu zählen

- zum einen die vorherrschenden technischen Entwicklungen auf den globalen Energiemärkten, zum Beispiel die **Verbesserung der technischen Wirkungsgrade** regenerativer Energietechnologien (z. B. Photovoltaik und Windenergie in den letzten Jahren) oder der zunehmende Einsatz von „Fracking“ und die dadurch veränderten Preise für konkurrierende fossile Energieträger,

- zum anderen aber auch die wirtschaftlichen Entwicklungen und politischen Zielsetzungen. Hier ist auf der internationalen Ebene beispielsweise der in den letzten Jahren **stark gefallene Preis beim CO₂-Emissionshandel** zu nennen, der fossil gefeuerte Anlagen teilweise zurück in die Wirtschaftlichkeit bringt.¹
- Die wichtigste energiepolitische Zielsetzung im nationalen Rahmen in Deutschland ist die **„Energiewende“**.

1.4 Die Energiewende

„Als Energiewende wird die Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität mit erneuerbaren Energien bezeichnet.“ [1] Heute wird die Energiewende eng zur Katastrophe von Fukushima am 11. März 2011 in Verbindung gebracht, aber schon im Jahr 2000 beschloss eine parlamentarische Mehrheit den zeitlich gestaffelten Atomausstieg („Atomkonsenz“) und nahezu zeitgleich das „Erneuerbare-Energien-Gesetz“. Diese Entscheidungen waren eine erste Neuorientierung („Wende“) der deutschen Energiewirtschaft hin zu regenerativen Energieträgern.

Im Herbst 2010 wurde eine Laufzeitverlängerung von bis zu 14 Jahren für die 17 deutschen Kernkraftwerke beschlossen. Doch nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima hat die Bundesregierung die Restrisiken der Kernenergie neu bewertet und die ein halbes Jahr zuvor beschlossenen Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke teilweise wieder zurückgenommen.

Die aktuellen Ziele der Energiewende sind im „Energiekonzept 2050“ der Bundesregierung niedergelegt und lauten bis zum Jahr 2050 u. a.:

- eine Senkung der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95% gegenüber 1990,
- ein Beitrag erneuerbarer Energien von 60% am Endenergieverbrauch und von 80% an der Stromerzeugung und
- eine Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 um 50% [2].

1.4.1 Die aktuelle Situation²

Die Rolle, die Wahrnehmungen und die Entwicklung der regenerativen Energien in Deutschland werden derzeit u.a. durch folgende Fakten und Thesen geprägt:

- Die Energiewende, wie wir sie bisher in Deutschland umsetzen, hat **fast ausnahmslos mit Strom zu tun**. So werden die Kosten für alle regenerativen Energien ausschließlich über den Strompreis finanziert, was fast zu einer Verdoppelung der Strompreise für private Haushalte seit 2000 geführt hat. In der öffentlichen Wahrnehmung werden dann auch regenerative Energien mit höheren Kosten gleichgesetzt. Man sollte jedoch beachten, dass die Ausgaben der privaten Haushalte für die Wärmeversorgung oder für Treibstoffe ein Vielfaches höher sind als die für die Stromversorgung.
- Ein Problem auf dem Weg zu einer stärkeren Nutzung regenerativer Energiequellen entsteht beim **weiteren Ausbau der Stromnetze**, denn beispielsweise die neuen Windparks an und

¹ Siehe hierzu auch Abschnitt 4 dieses Beitrags.

² Stand: im August 2013.

vor der deutschen Küste müssen mit den Verbrauchsschwerpunkten im Süden Deutschlands verbunden werden. Hier führt die hohe Dauer der Genehmigungsverfahren zu Verzögerungen der notwendigen Investitionen, weitere Verzögerungen entstehen durch die Bürgerproteste gegen Hochspannungsleitungen.

- Die zeitlich unstete Ernte bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen erfordert Speicher- und „Back up“-Investitionen (z. B. Gasturbinenkraftwerke zur Stromerzeugung bei Flaute), was zu Kosten und teilweise neuen technischen und technologischen Herausforderungen führt.
- Bei der Energiewende wird intensiv die Erzeugungs- und die Verteilungsseite betrachtet und verändert, **die Balancierung von Angebot und Nachfrage sowie die Effizienzsteigerung auf der Verbrauchsseite bleiben aber unterbewertet**. So könnte beispielsweise durch eine Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage die Spitzenlast um 2 GW reduziert werden, was auch zur Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen könnte [3].
- Politisch muss **die Energiewende als globales Projekt, mindestens aber als europäisches** verstanden und vorangebracht werden (Stichworte: EU-Binnenmarkt für Energie, transeuropäische Stromnetze, Stabilisierung des Emissionshandels).

1.4.2 Fazit

Folgende Thesen lassen sich als aktuelles Fazit aus der Umsetzung der Energiewende ziehen: [3]

- Es herrscht ein breiter Konsens sowohl in weiten Teilen der Bevölkerung und wie auch in der Fachwelt darüber, dass **die Energiewende richtig** ist.
- Die Energiewende muss aber **anders umgesetzt** werden, da sie in ihrer jetzigen Form zu einer Explosion der Kosten, zu abnehmender Versorgungssicherheit in jüngster Vergangenheit (d.h. im Jahr 2012) zu wieder steigenden CO₂-Emissionen in Deutschland führt.
- Deutschland gilt als Vorreiter in diesem Bereich, es gibt aber **in anderen Ländern sinnvolle Elemente**, die die Energiewende voran bringen können³.
- Die Perspektive der Energiewende erscheint mit dem Jahr 2050 als langfristig, jedoch sind zum Erreichen der entsprechenden Ziele schon **heute Initiativen, Entscheidungen und Investitionen von allen Beteiligten notwendig**.

2. Wert und Kosten des erneuerbaren Stroms [4]

Da Strom aus Windkraft- oder Photovoltaikanlagen überwiegend den Brennstoffeinsatz in konventionellen Kraftwerken substituieren, nicht aber die Kraftwerke selbst, bietet es sich an, Strom aus regenerativen Energieträgern anhand der verdrängten Brennstoffkosten oder der Notierungen an der Strombörse (gegenwärtig rd. 0,05 €/kWh) zu bewerten.

Ein Vergleich zeigt, dass sich (mit den durchschnittlichen Preisen der Kraftwerksbrennstoffe im Jahr 2012) für Erdgas mit den heute bestehenden Anlagen Brennstoffkosten der Stromerzeugung in Höhe von 6,4 ct/kWh ergeben, für Steinkohle von 2,9 ct/kWh und für Braunkohle von 0,5 ct/kWh. Damit besteht eine erhebliche Differenz zu den Stromgestehungskosten der regenerativen Energieträgern, die für Windkraft (onshore) bei rd. 8 ct/kWh und für Photovoltaik bei etwa 20 ct/kWh liegen (vgl. Tabelle 1).

³ Z. B. der „Green deal“ in Großbritannien oder der Markt für temporäre Nachfragereduzierung in den USA.

		Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Brennstoffpreise	€/t SKE	2,60	95	16
Kraftwerkswirkungsgrad		0,5	0,4	0,37
Brennstoffkosten	ct/kWh	6,40	2,92	0,53
Brennstoffkosten einschl. Preisen von CO ₂ -Zertifikaten von				
10 €/t	ct/kWh	6,8	3,78	1,63
30 €/t	ct/kWh	7,61	5,49	3,83
50 €/t	ct/kWh	8,41	7,2	6,03
Zum Vergleich:	Stromgestehungskosten		Wind (onshore)	8 ct/kWh
			Fotovoltaik	20 ct/kWh
	Preis Strombörse (1/2012)			rd 5 ct/kWh

Tab. 1: Stromerzeugungskosten von Fotovoltaik- und Onshore-Windkraftanlagen im Vergleich zu den Brennstoffkosten bei der Stromerzeugung aus Erdgas, Stein- und Braunkohle 2012 [6]

Nun könnte man diese Differenz dadurch überbrücken, dass die Energiepolitik für einen spürbaren Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise sorgt; gegenwärtig (Anfang 2013) liegen sie bei rd. 5 €/t CO₂. Wie aus der Tabelle zu ersehen ist, kämen die Brennstoffkosten der fossilen Erzeugung erst ab einem Zertifikatspreis von 30 bis 50 €/t CO₂ in die Nähe der Windstromerzeugung.

Alternativ dazu würde sich die Wettbewerbsfähigkeit des erneuerbaren Stroms durch einen starken Anstieg der Brennstoffpreise verbessern.

3. Schlussfolgerungen

Folgende Bedingungen müssen für eine Wirtschaftlichkeit regenerativer Energietechnologien gegeben in der Zukunft sein:

- Ein **kräftiger Anstieg der fossilen Brennstoffpreise**, z. B. durch die Verteuerung d. CO₂-Zertifikate,
- Ein weiterer **Rückgang der spezifischen Investitionskosten für regenerative Stromerzeugungsanlagen und weitere Steigerungen der Wirkungsgrade von regenerativen Stromerzeugungsanlagen** (beispielsweise durch technische Wirkungsgradverbesserungen, Repowering von Windkraftstandorten an Land oder Ausbau von Off-shore-Windparks⁴),
- Die **Schaffung stärkerer Anreize für speicherbare regenerative Energieträger** wie Biomasse oder Wasserkraft.

⁴ N. B.: Off-shore-Anlagen erlauben doppelte so hohe Vollbenutzungsstundenzahl wie On-shore-Anlagen.

4. Quellenangaben

- [1] <http://de.wikipedia.org/wiki/Energiewende>
- [2] <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/beschluesse-und-massnahmen/energiekonzept-2050-meilensteine-langfristiger-entwicklungspfad-fuer-ambitionierte-klimaschutzziele-energieeffizienz-und-erneuerbare/>
- [3] McKinsey&Company, Siemens: Chancen für die deutsche Energiewende – Was kann Deutschland aus ausgewählten internationalen Fallbeispielen lernen? Mai 2013.
- [4] Hans-Dieter Karl: Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien in der Stromversorgung. Erschienen in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 5/2013, S. 30ff.
- [5] BP Energy outlook 2030, London, Januar 2011.
- [6] Statistik der Kohlewirtschaft 2013: Entwicklung ausgewählter Energiepreise, Januar 2013; dena – Deutsche Energie-Agentur, dena Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025, Zusammenfassung S. 26; EEX 2012; Hans-Dieter Karl: Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien in der Stromversorgung. Erschienen in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 5/2013, S. 30ff.

Technical Assessment of Electricity Generation by Renewable Energy Technology on Kood Islands, Thailand

Nipon Ketjoy, Sukruedee Sukchai, kongrit Mansiri*, Chatchai Sirisamphanwong and Rattaporn Ngoenmeesri

School of Renewable Energy Technology (SERT), Naresuan University, Phitsanulok 65000, Thailand. Tel: +6655 963 195 Fax: +6655 963 182

*Corresponding author. E-mail: kongritm@nu.ac.th

Abstract

Provincial Electricity Authority (PEA) of Thailand and School of Renewable Energy Technology (SERT), Naresuan University studied the appropriateness of electricity generation by renewable energy on Kood Islands in Trat Province. The study mainly focuses on gathering data to find out the potentiality of renewable energy on Kood Island. The result of evaluation found that the potentiality of RE on Kood Island consist of solar energy and hydro energy. The technology converting solar energy to electricity is solar cell technology which has capacity of 200 kW. The technology converting hydro energy to electricity is hydro system which consists of 200 kW and 400 kW maximum capacities. All of RE systems will be installed on Kood Island. The combination between RE system and diesel generator is a micro grid system. The main components of micro grid system on this island consist of 200 kW PV system, 1.2 kW of diesel generators, 200 kW of hydro systems, 400 kW of hydro system and the control system. The control system is very important for micro grid system because it manages electricity generation such as start/stop diesel generator, change/discharge electricity from battery, forecast load demand and electricity supply, and communicate between operator and power generation system. After install the micro grid system, PEA will reduce lost money about 8 million baht per year for case 1, 19.5 million baht per year for case 2 and 27.3 million baht per year for case 3. Finally, Kood Island can be Green Island because of producing electricity from RE technology which is clean and environmental friendly.

Introduction

The original inhabitants of Kood Island were Thais and Cambodians who fled to the Thai territory when the French took over the city of Padjantakiri in 1904. The oldest community is Klong Mad Village whose residents still make a living out of planting rubber trees, cultivation of coconuts and basic fisheries. But the biggest community on Kood Island is Ao Yai Village, a harbor where many fishing boats seek refuge during rough weather. Kood Island (Koh Kood) has an essential infrastructure which includes a hospital, couple of schools, a police station, electricity (mainly for state-run facilities), and water and telephone system. Diesel generator is the main electricity generation source on the island. Kood Island located in Kood district, Trad province, composed of 6 villages, 1. Klong Hin Dum Village 2. Klong Chao Village 3. Ao Yai Village 4. Salak Aun 5. Ao Plaow 6. Ao Salad. Island size of Kood Island is 111.255 sq.km. At the present, peoples on Kood Island and tourist peoples use electricity from of diesel generators which consist of, 500 kW, 335 kW of two units, 120 kW. The maximum capacity is 1.290 MW. The electricity demand on Kood Island is increasing every year because of growing rate of population, electricity demand, and tourists but electricity generation is limited by capacity of diesel generators and operation cost. The electricity cost of operation by diesel generator is about 13 THB/kWh depends on diesel price and transportation cost but PEA can only accept electricity cost of 3.5 THB/kWh. PEA losses about 26 million baht per year for electricity generation by diesel generator. Therefore, PEA want to generate electricity by renewable energy such as solar energy, hydro

energy which is potentiality on Kood Island to reduce rate of lost money and to promote this island to be Green Island, reduce green house gas emission. The objectives of this study are to evaluate the technical aspect in order to determine the renewable energy potentiality on the Island and design the diesel generator integrated with renewable energy (RE) technologies system. The system simulation was also performed.

Renewable Energy Potentiality

According to the study of RE potentiality on Kood Island, it was found that the appropriate RE potentiality are solar energy and hydro energy. Suitable technology to convert solar energy to electricity is solar cell (Photovoltaic, PV) and suitable technology to convert hydro energy to electricity is hydro micro turbine.

Solar Potentiality on Kood Island

Regarding solar radiation data on Kood Island in 2004, 2005, 2008 and 2009 gathered by Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), Ministry of Energy and NASA, the average solar radiation is 4.99 kWh/m².d, regarded as close as to that of Thailand, 5 kWh/m².d. This is shown in figure 1 and figure 2.

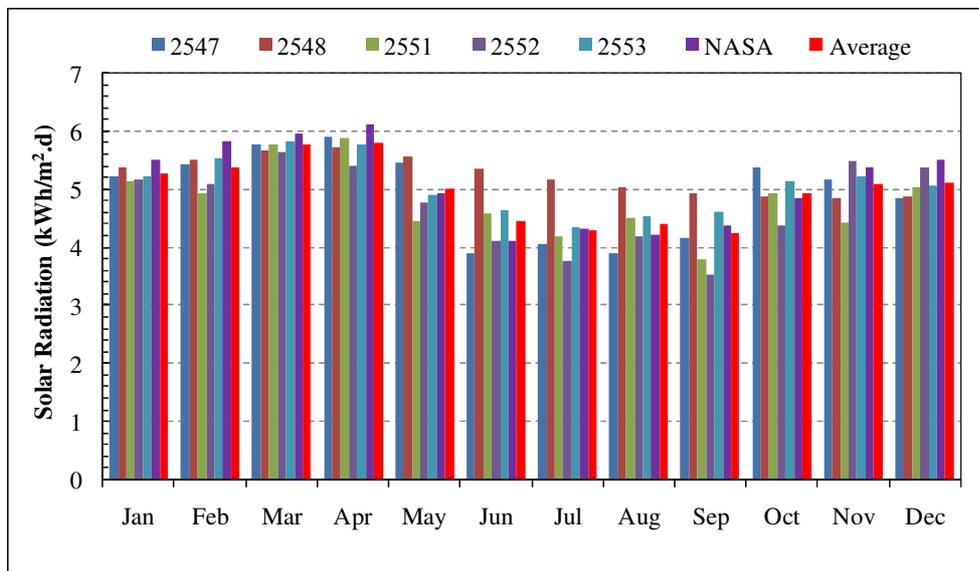


Figure 1. Solar Radiation on Kood Island

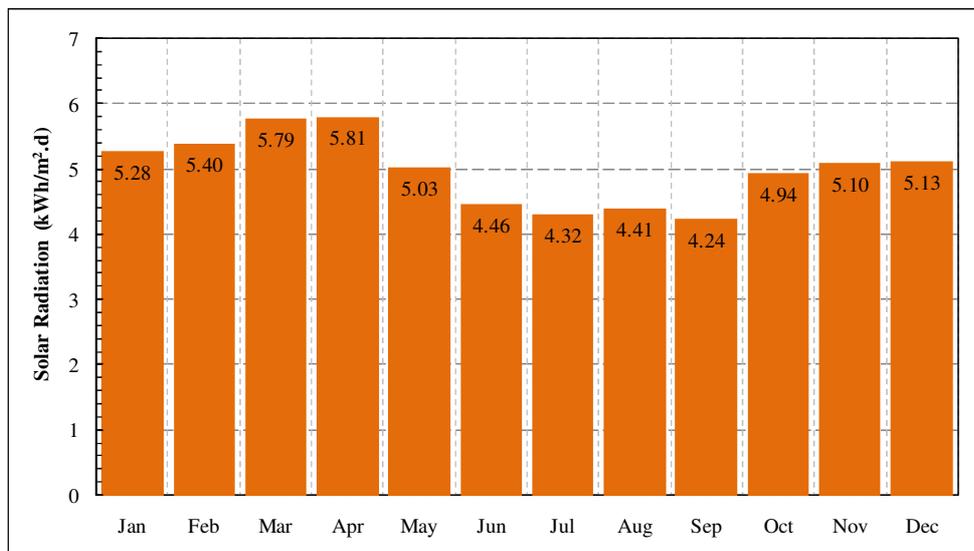


Figure 2. Average solar radiation on Kood Islands

The appropriate technology for conversing solar energy to electricity on *Kood* Island is the PV application. In this case, the potentiality to transform such energy depends on PV installation location. After surveying geography on *Kood* Island, it was found that there are two appropriate areas to install the PV: (1) the area in front of diesel power plant which was installed by PEA. There is 1,600 m² that PV plant can be installed (2) the landfill site which was set up by Sub-district Administrative Organisation (SAO), there is 10 *rais* or 16,000 m² that up to 1.5 MW PV can be installed as one governmental office informed.

The landfill has a space around 600 square kilometres, previously used as a dumping waste site. The rest area around the landfill is a fertile forest. If PV system will be installed in this area, it will cause the critical point of deforestation certainly. According to the study of the electrical load and the potentiality of solar radiation, it is revealed that the most appropriate area for PV installation at the present is the area in front of Diesel Power Plant owned by PEA, of which the installed capacity is 200 kW. Nevertheless, if the electrical load will be increased in the future, the installation area will be considered for another area.

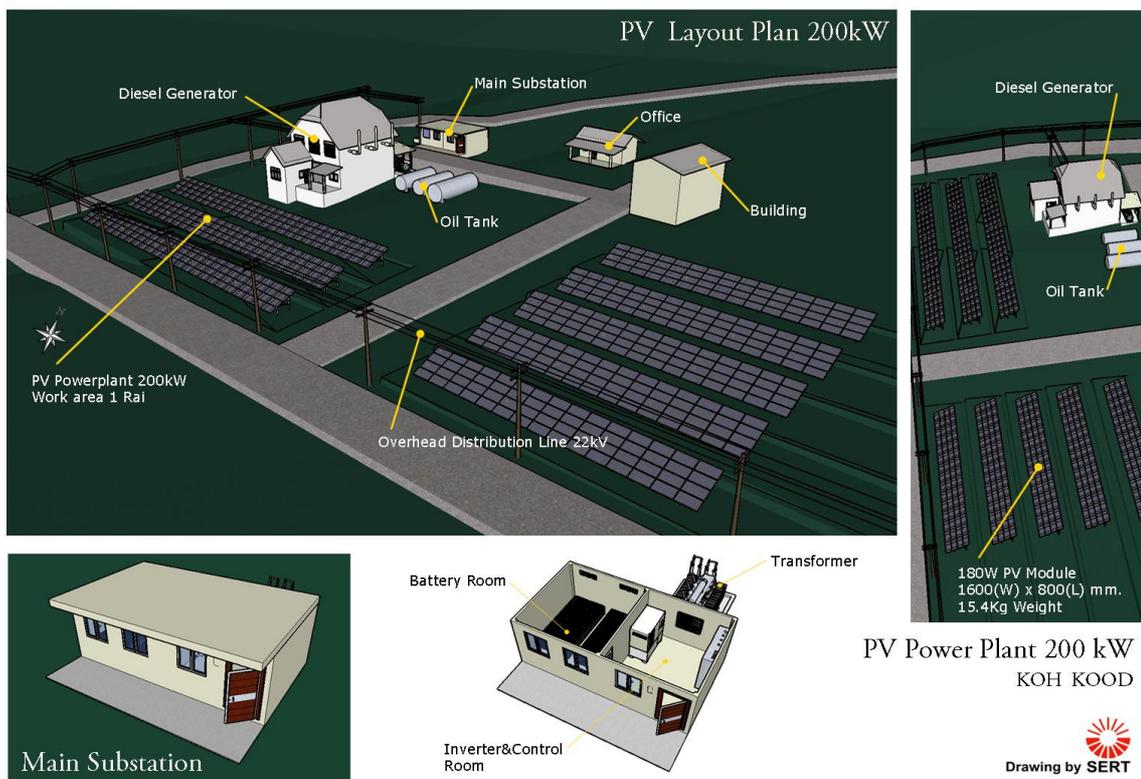


Figure 3. Installation model of PV Power Plant of 200 kW

The system of electricity generation by 200 kW PV system on *Kood* Island has the main components as follows:

- 1) PV panel with capacity of 200 kW
- 2) 200 kW of grid converter
- 3) 600 kWh of battery
- 4) Transformer
- 5) Control system

Hydro Energy Potentiality on Kood Island

Concerning of hydro energy potentiality, the water flow rate of *Khlong Chao* streams was investigated by Provincial Electricity Authority. The water flow rate in each month is showed in figure 4. It was found that the electricity can be generated by hydro energy.

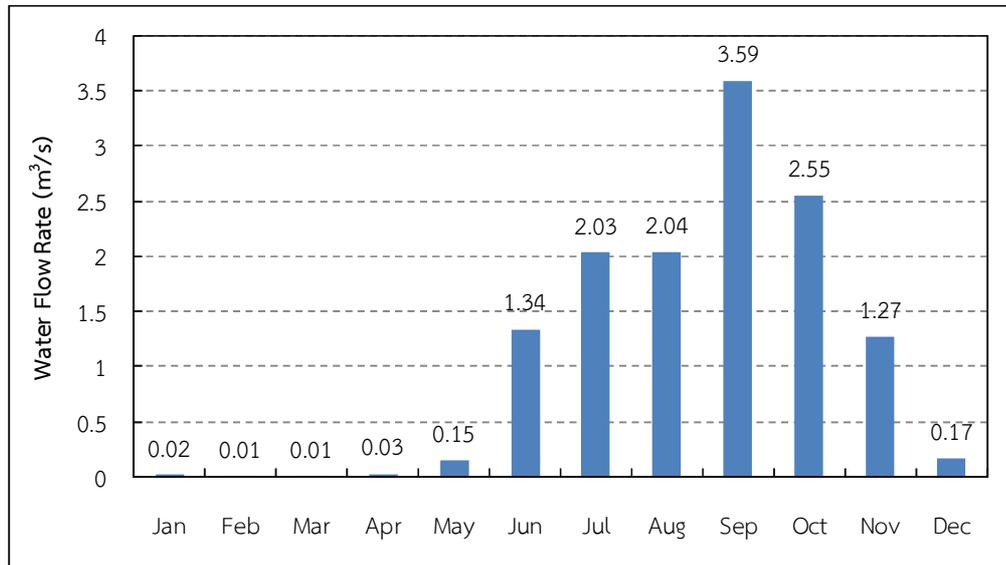


Figure 4. Water Flow Rate of *Khlong Chao* streams

The result from the consideration on the data which collected by PEA via field work shows that Kood Island has two waterfalls, which is regarded as a fertile water resource. These two potential areas for electricity generation are area located at 1) *Khlong Chao* waterfall 2) *Secret* waterfall so, the hydro power plant can be 1) 200 kW at *Khlong Chao* waterfall 2) 400 kW at *Secret* waterfall. Hydro power plant locations are shown in figure 5.

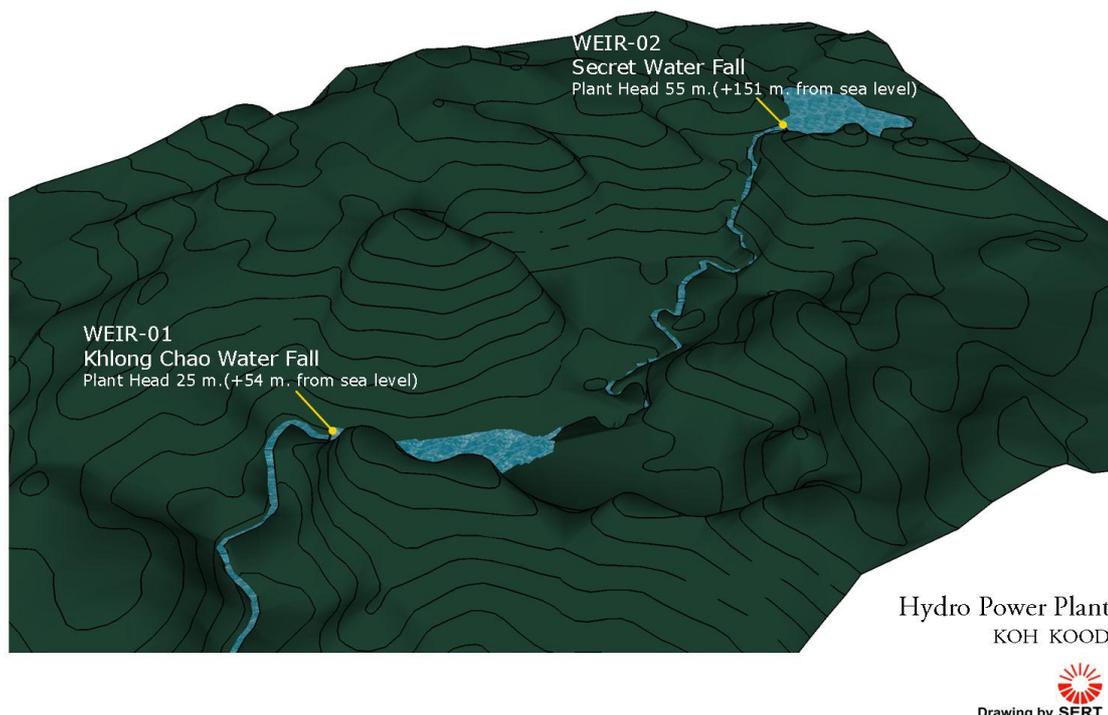


Figure 5. The location of Hydro Power Plants on Kood Island

Hydro systems on Kood Island consist of 200 kW of hydro 1 and 400 kW of hydro 2. Available head of hydro 1 and hydro 2 are 25 m and 50 m, respectively. The main components of hydro power plant are consisted with six parts, weir, a still pipe, hydro turbine, electricity generator, electric quality controller and transformer. The main components of hydro 1 and hydro 2 are shown figure 6 and figure 7, respectively.

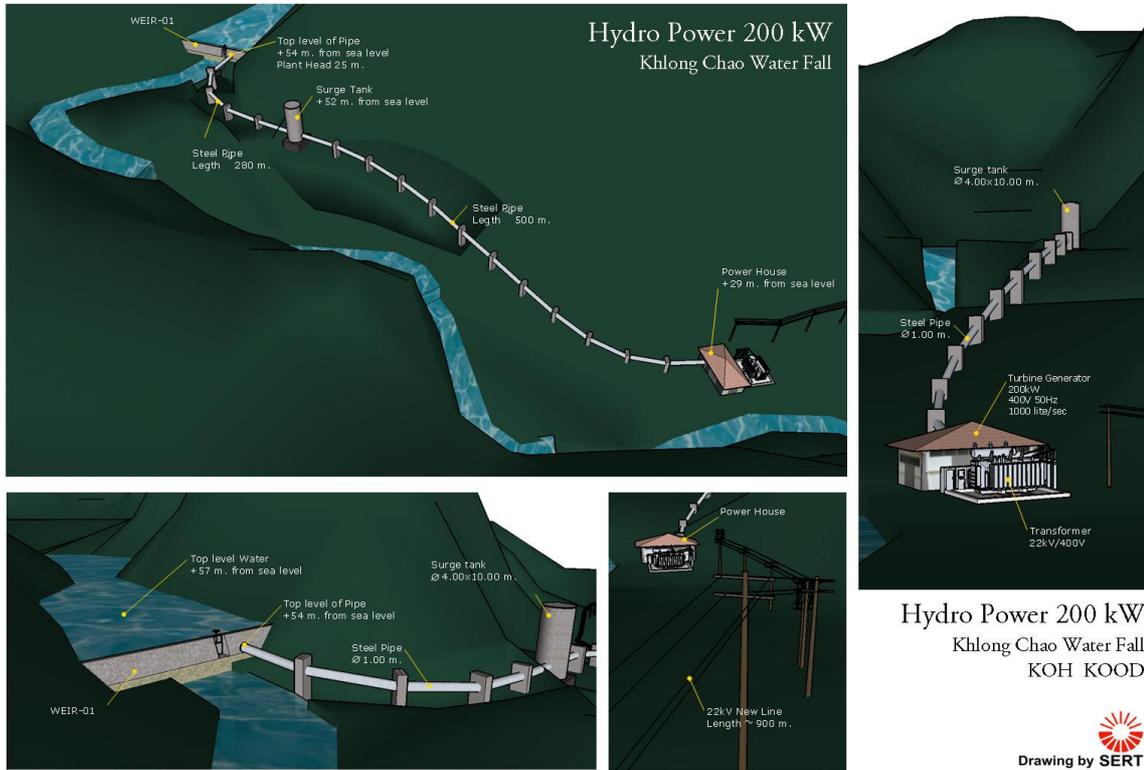


Figure 6. Installation of hydro power plant 1 of 200 kW

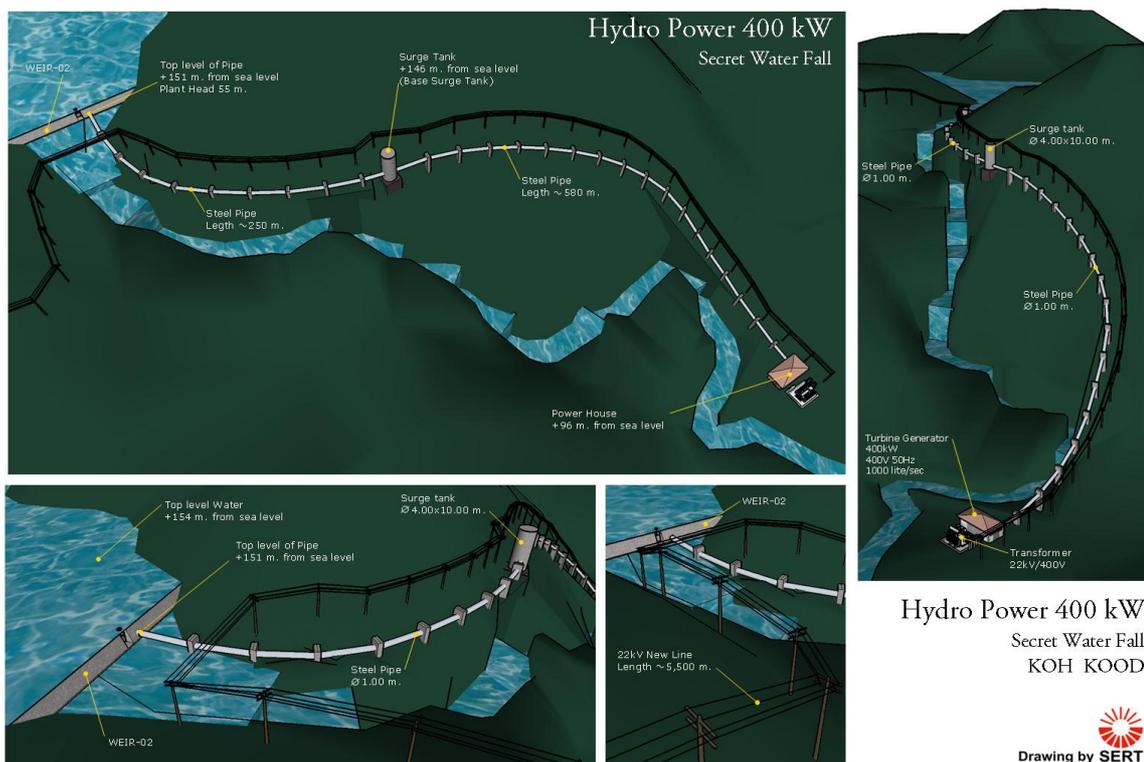


Figure 7. Installation of hydro power plant 2 of 400 kW

System Configuration

The combination of RE technologies and Diesel generator on Kood Island can be combined to concept of micro grid system, which can be operated both islanding mode and grid connected mode. Micro grid system consists of PV, diesel generator, battery bank and hydro system which is shown in figure 8. The capacity of components is 200 kW of PV system, 1.2 MW diesel generators, and 200 kW and 400 kW of hydro system.

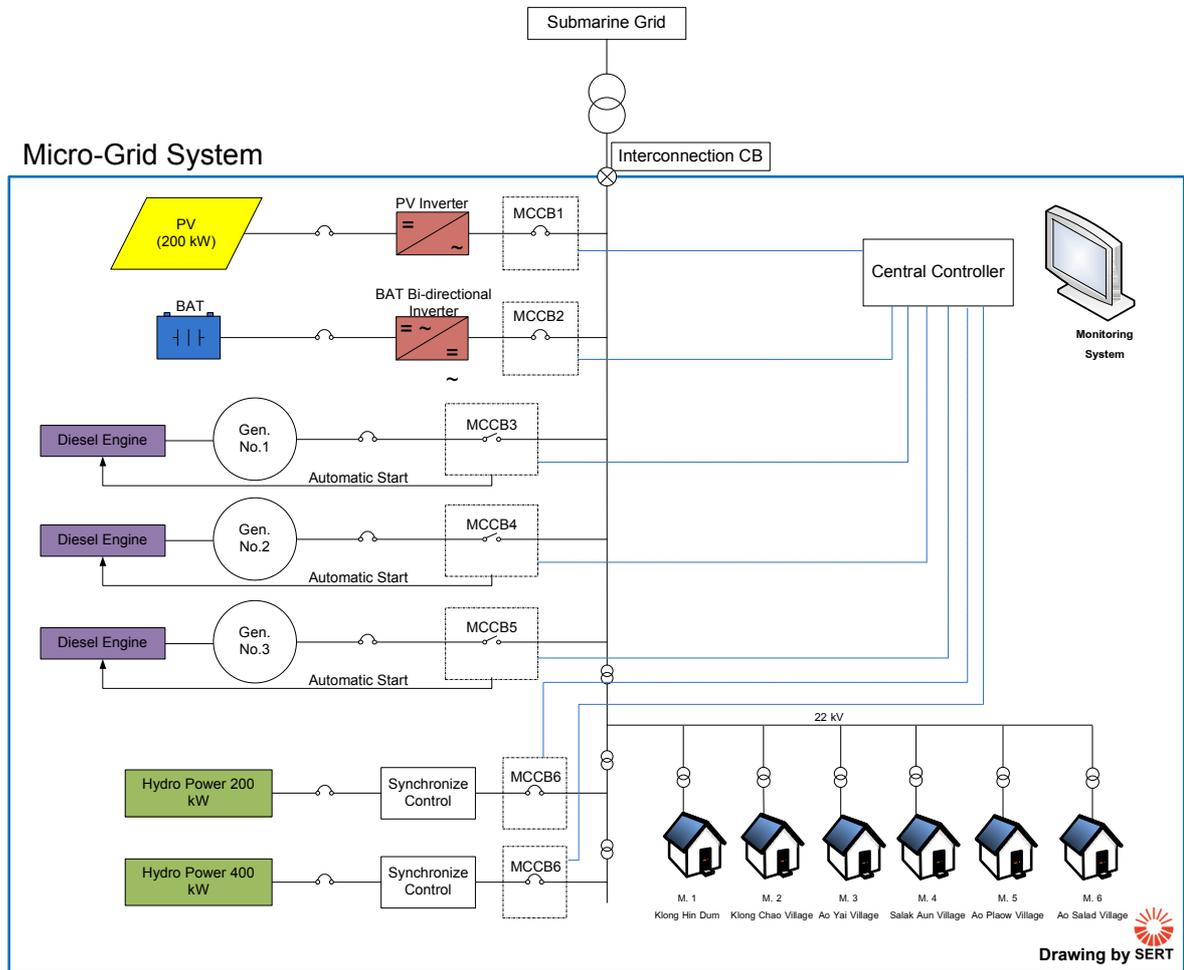


Figure 8. Design of Micro grid system on Kood Island

The design of micro grid system on Kood Island can operate in load variation for covering as much as load demand. The operation strategies of micro grid system can be distinguished to two parts, first, the micro grid system operates during day time, and second, the micro grid system operates during night time. The operation strategy of micro grid system during day time and night time shows in figure 9 and figure 10, respectively.

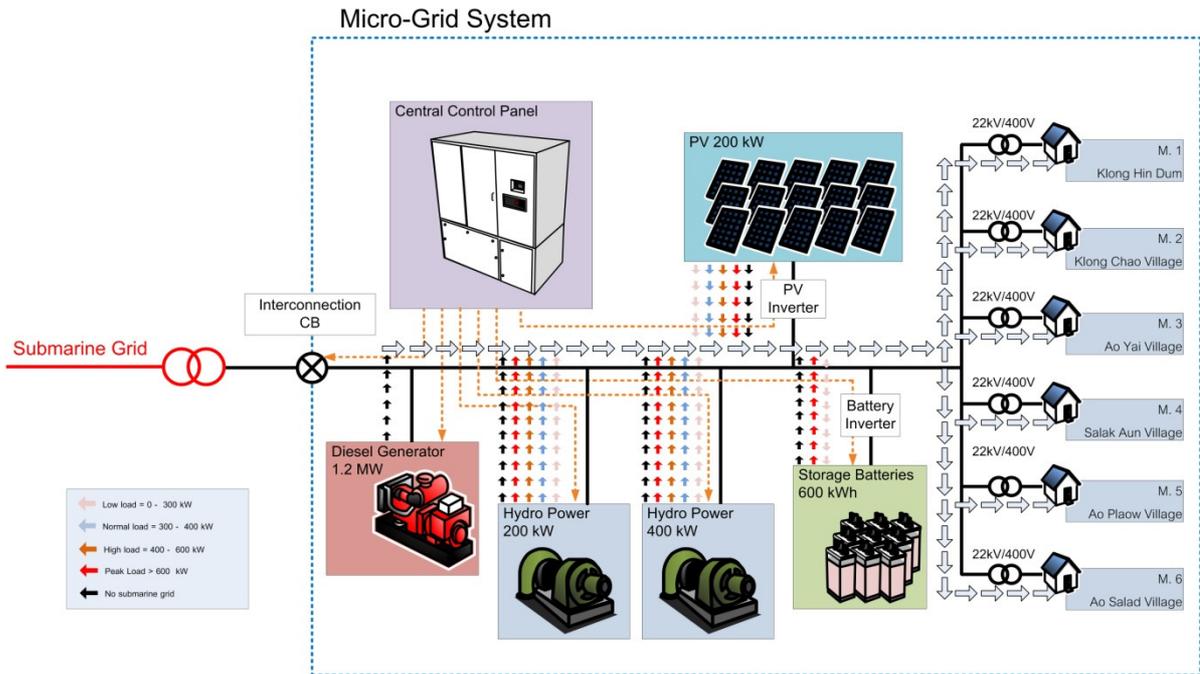


Figure 9. System operation during day time

Drawing by SERT

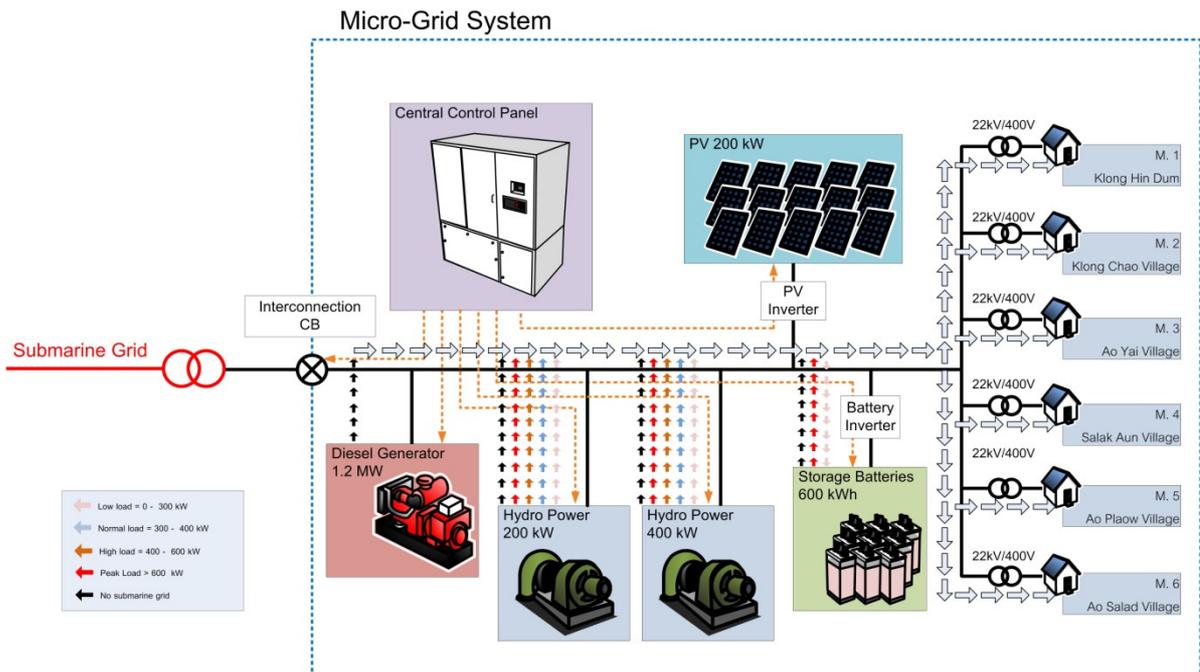


Figure 10. System operation during night time

Drawing by SERT

Day time operation, diesel generator performs as main part of electricity generation. PV system produces electricity and feed to load during day time. Besides, hydro system also operates and feeds electricity to load. At the same time, the exceed energy is stored in the battery bank until it reaches to full capacity. The main purpose of battery bank is to charge and discharge electricity depending upon load demand and load situation to make system secure and stable. Diesel generator always online during day and night time but the portion of electricity generation of generator is depending on electricity generated by PV and hydro

system. When the peak load is occur it will be supplied by electricity from batter bank to support load and make system stable and high quality of electricity. The night time operation is a litter bit different from day time operation. During night time, PV system cannot generate electricity because of no solar radiation.

Evaluation of Electricity Generation by Micro grid system on Kood Island

The optimisation of electricity generation by renewable energy on Kood Island can be divided into three cases as follows.

Case 1: Electricity generation by PV system with Hydro Power Plant 1

Case 2: Electricity generation by PV with Hydro Power Plant 2

Case 3: Electricity generation with PV with both Hydro Power Plants

According to the potentiality of renewable energy on Kood Island and some limitations, the main components of Micro grid system in each case could be concluded in Table 1.

Main Components of Micro grid system	Case 1	Case 2	Case 3
1) PV system capacity (kW)	200	200	200
2) Hydro system capacity (kW)	200	400	600
3) Battery bank capacity (kWh)	600	600	600
4) Bi-directional converter capacity (kW)	500	500	500
5) Grid converter capacity (kW)	200	200	200
6) Diesel generator capacity (kW)	1,200		

Table 1. Main components of Micro grid system on *Kood* Island in each case

The results of simulation electricity generation by Micro grid system on Kood Island

The Micro grid system was simulated by program Homer to find out the electricity generation on this Island. The result of simulation consists of electricity production from RE system and diesel generator, Load demand and renewable energy fraction. The result of three cases are shown in table 2

Electricity Production	Case 1		Case 2		Case 3	
Production	kWh/y	%	kWh/y	%	kWh/y	%
PV System	281,080	5.30	281,080	5.27	281,080	5.18
Hydro turbine	984,268	18.57	2,165,391	40.57	2,756,129	50.77
Generator 1 (500 kW)	1,848,118	34.86	1,127,055	21.12	917,919	16.91
Generator 2 (335 kW)	1,651,672	31.16	1,446,233	27.10	1,204,355	22.18
Generator 3 (335 kW)	536,298	10.12	317,334	5.95	269,550	4.96
Total	5,301,436	100	5,337,093	100	5,429,033	100
Electricity Consumption						
AC Primary load	5,209,644	100	5,209,644	100	5,209,644	100
Total	5,209,644	100	5,209,644	100	5,209,644	100
Quantity of Electricity						
Excess electricity	91,792	0.015	127,449	2.45	219,389	4.21
unmet electric load	0.0174	0	0.0174	0	0.0174	0
Renewable Fraction		20.00%		43.70%		56.00%

Table 2. Three cases of electricity generation on Kood Island

Results of the simulation was found that electricity generation by Micro grid system in case 1, case 2 and case 3 are 5.30 MWh/year, 5.33 MWh/year and 5.42 MWh/year, respectively. Load demand is supplied 100 % by every cases of electricity generation. Consideration, the RE fraction of Case 1, Case 2 and Case 3 are 20 % , 43.70 % and 56.00 % . It means that, in Case 3 RE fraction is highest because the capacity of RE system is about 800 kW which is highest than other cases, consist of 200 kW PV system, 600 kW of hydro system (Hydro 1 and hydro 2). In this case, RE system can also generate electricity more than other cases result to high RE fraction. The results of electricity generation for case 1, case 2 and case 3 are shown in figure 11, figure 12 and figure 13, respectively.

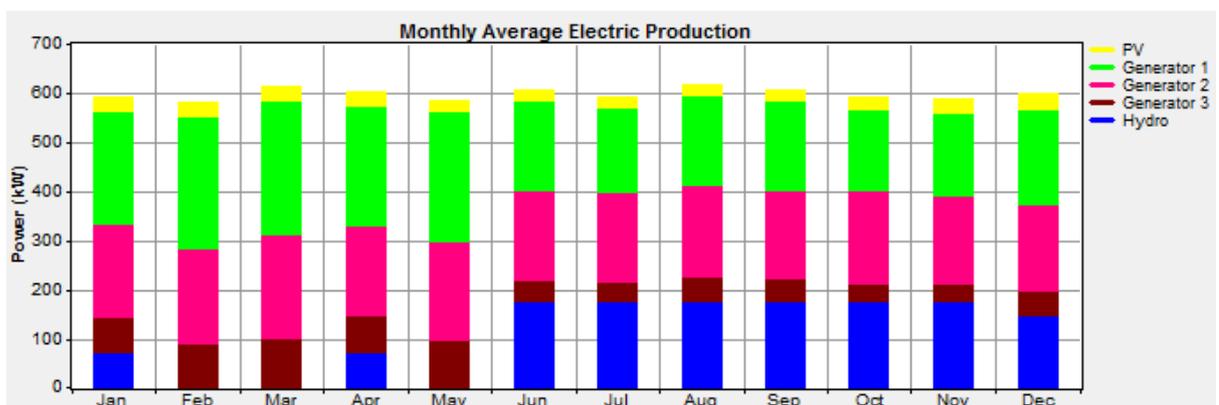


Figure 11. Electric production of Case 1

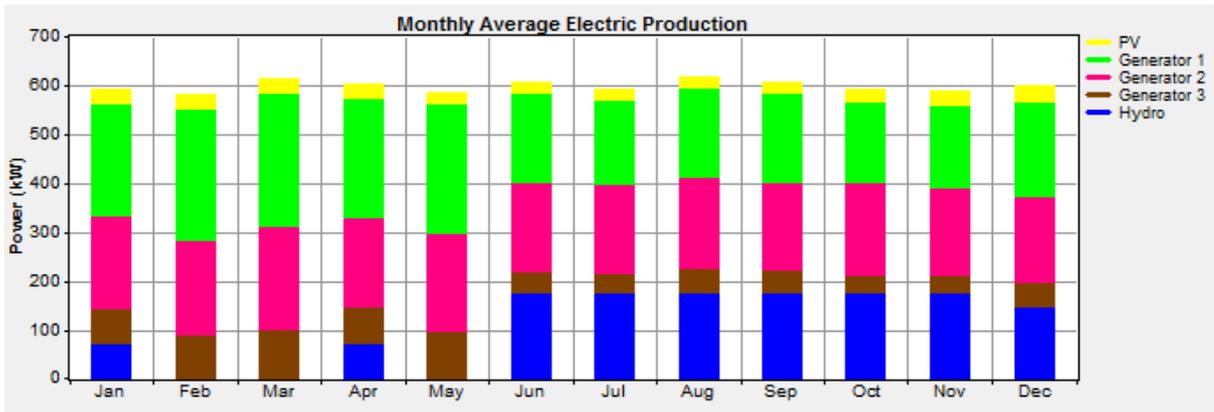


Figure 12. Electric production of Case 2

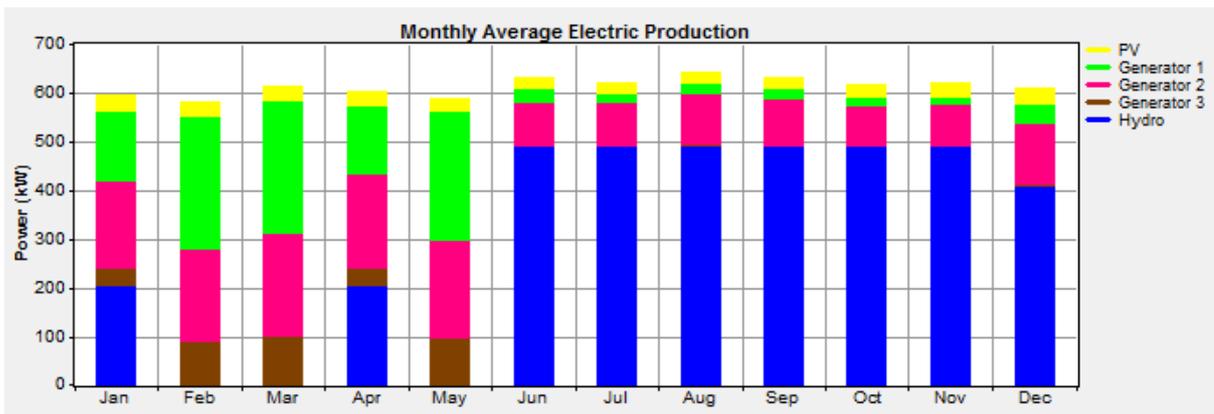


Figure 13. Electric production of Case 3

Conclusion

The results of research indicates that the potentiality of RE on Kood Island are solar and hydro energy. The suitable technology to convert solar energy to electricity is solar cell technology which can be installed 200 kW of maximum capacity. The suitable technology to convert hydro energy to electricity is hydro system which consists of 200 kW and 400 kW. RE system integrated with diesel generator can be combined into concept of Micro grid system. The simulation results of electricity generation can be divided to three Cases (Case 1, Case 2 and Case 3). The electricity generation of Case 1, Case 2 and Case 3 are 5.30 MWh/year, 5.33 MWh/year and 5.42 MWh/year, respectively. The renewable energy fraction of Case 1, Case 2 and Case 3 are 20 %, 43.70 % and 56.00 %, respectively. From the results of this research can be concluded that electricity production and renewable energy fraction is directly proportional with installation capacity. In case of, PEA install the Micro grid system as describe above, PEA can reduce money lost from electricity generation by diesel generator up to 8 million baht per year for Case 1, 19.5 million baht per year for Case 2 and 27.3 million baht per year for Case 3.

Acknowledgements

The authors would like to acknowledge for Provincial Electricity Authority (PEA) of Thailand for budget and staffs supporting in this study. The authors are also very thankful to researcher and supporting staffs from School of Renewable Energy Technology (SERT) for assisting and supporting in this project.

Reference

- [1] The data of solar radiation strike on Kood Island, Wind speed on Kood Island. Department of Alternative Energy Development Efficiency, Ministry of Energy, Thailand.
- [2] The water flow rate on Kood Island. Provincial Electricity Authority (PEA) of Thailand.
- [3] Program Homer (Hybrid Renewable and Distributed Power Design).
<http://homerenergy.com/>
- [4] Program PVSyst (Software for Photovoltaic System).
<http://www.pvsyst.com/en/software>



Standortvorteile

Warum die Hansestadt Stralsund in Mecklenburg-Vorpommern?

Unsere Region ist reich an Sonne und Wind.

Beste Voraussetzungen für

Tourismus

(Baden, Strand, Surfen, Segeln, ...)

und !

Erneuerbare Energien

(Energieerzeugung, Anlagenproduktion, Forschung & Entwicklung, ...)

Was haben Sonne und Wind gemeinsam?



Meilensteine der Investitionsansiedlung

- seit 2010 Beginn Projektvorbereitung
- 12 / 2012 Grunderwerb „Hufelandstraße“ durch Investor
- 02 / 2013 Gründung MEC GmbH und Beauftragung Gesamtmanagement für die Investitionsansiedlung *
- ...

MEC GmbH
Mobility Energy Consult



* ... Erteilter Auftrag an regionales Unternehmen



Meilensteine der Investitionsansiedlung

- 03 / 2013 - Beauftragung Erarbeitung B-Plan „Hufelandstraße“ *
 - Beauftragung Akquisition und Qualifizierung von Personal *
- 04 / 2013 - Auftrag Vermessung Lage- und Höhenpläne „Hufelandstraße“ *
 - Baugrunduntersuchung für Produktionsstätte „Franzeshöhe“
 - Auftrag Liegenschaftsvermessung *
- 05 / 2013 - Unternehmerversband Vorpommern, Beschluss „aktive Ansiedlungsunterstützung“
 - Übergabe erste Projektinformation an Frau Dr. Merkel in Berlin durch MEC GmbH
- 08 / 2013 - Darstellung der Finanzierung durch das Investment im „Rathaus Stralsund“
 - Antrag auf Aufstellungsbeschluss B-Plan „Hufelandstraße“
 - Beginn der Kooperationsgespräche mit den Stadtwerken Stralsund
- 09 / 2013 - Einreichung Bauantrag zur Errichtung der Produktionsstätte „Franzeshöhe“
- ...
- 11 / 2013 - Produktionsstart erster WEA der NG Wind Production GmbH (Anmietung Halle)
 - Baubeginn Produktionsstätte WEA „Franzeshöhe“
 - Entscheidung der Bürgerschaft zur Aufstellung B-Plan „Hufelandstraße“

* ... Erteilter Auftrag an regionales Unternehmen



Investitionsansiedlung



Neubau Produktionsstätte WEA im maritimen Gewerbegebiet Franzenshöhe



- Produktionshalle ca. 6.000 m²
im ersten Geschäftsjahr ...
- Produktionsleistung: 400 Gondeln für WEA
- Personal: 65 Mitarbeiter (einschichtig)



Wirtschaftsstandort Stralsund



Innovationspark Stralsund



Produktionsstätte Klein-WEA



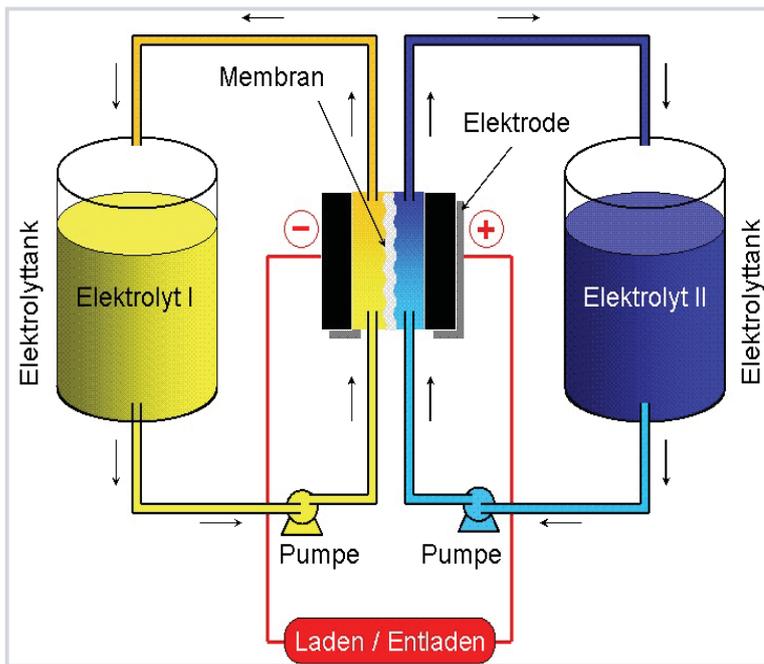
Verlustarmer direkt angetriebener
Permanentmagnetgenerator ohne Getriebe

Turmhöhe 35m

Innovationspark Stralsund



Produktionsstätte VRF-Speicher



neuartiges Batteriesystem zur
Speicherung regenerativer Energie

Vielseitiger Einsatzbereich:

von Privathaushalten bis hin zu
Solaranlagen und Windpark

Innovationspark Stralsund



Produktionsstätte Automatische Rotorblattproduktion

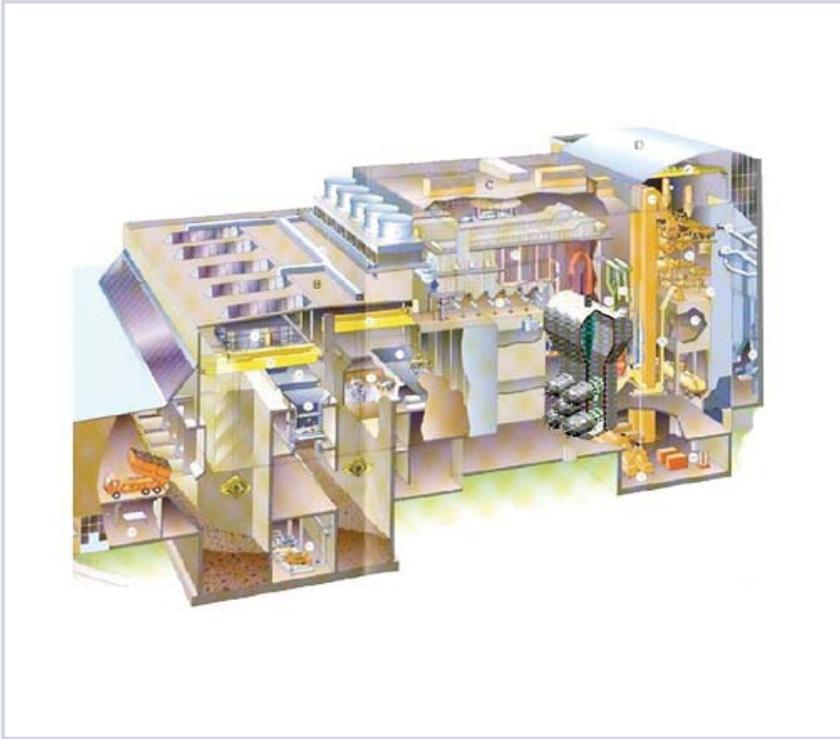


innovativer Ansatz für eine
vollautomatische Rotorblattproduktion

Innovationspark Stralsund



Produktionsanlage Rohstoffrückgewinnung



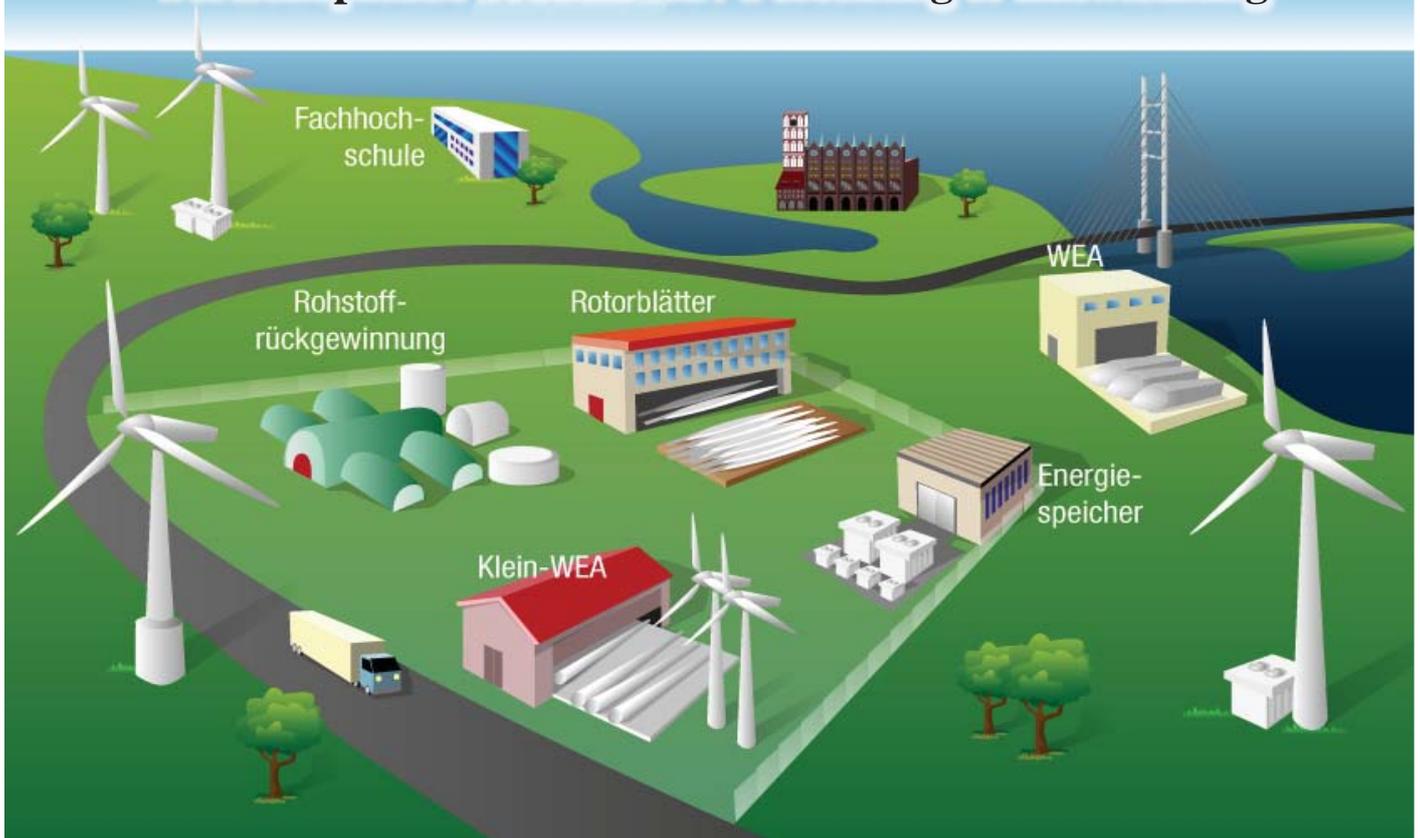
innovatives Konzept zur rohstofflichen Verwertung

in Stralsund ist der erste große Prototyp in Norddeutschland geplant

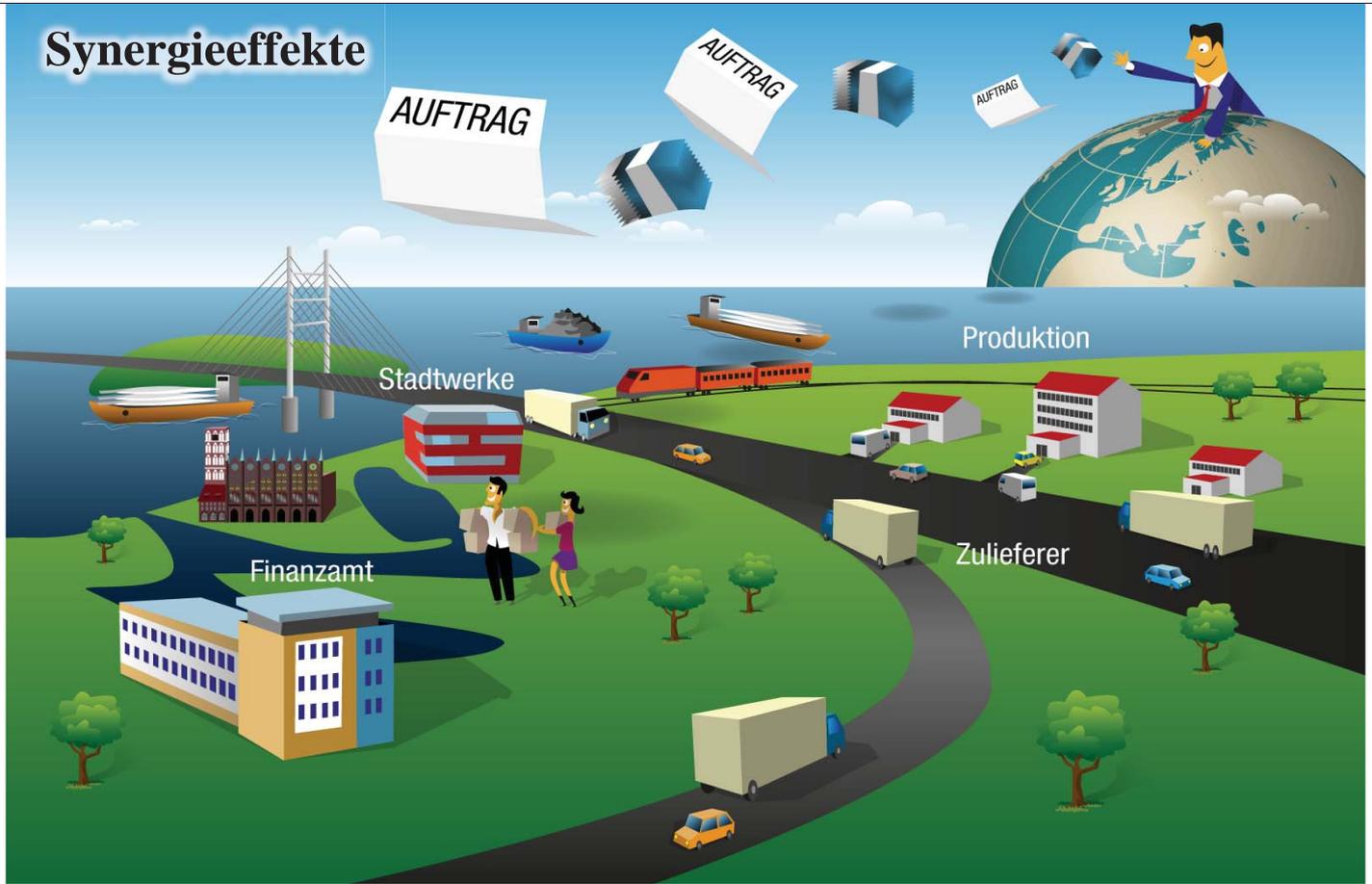
Innovationspark Stralsund



wertschöpfende Produktion / Forschung & Entwicklung



Synergieeffekte



Investieren in die Zukunft

heißt vor allem auch **Investition der Region** durch ...

zielorientierte Unterstützung und
schaffen von Rahmenbedingungen ...

durch handelnde **Akteure aus Politik und Verwaltung!**

insbesondere für ...

- ✓ alle Genehmigungsverfahren, Verwaltungs- und Behördenwege, ...
- ✓ die Schaffung erforderlicher Infrastruktur
- ✓ Zusammenarbeit bei Forschung und Entwicklung
- ✓ Qualifizierung von Arbeitskräften
- ✓ eine aktive und vor allem positive Kommunikation zum „Innovationspark Stralsund“
- ✓ ...



Ihre Ansprechpartner

Investor	New Global Wind GmbH Wolfgang Trüschel, Karl Engelke
Projektkoordination und –management	MEC – Mobility Energy Consulting GmbH Uwe Clemens, Jörn Kolbe 03831-30 67 905
Hansestadt Stralsund	Amt für Wirtschaftsförderung Peter Fürst, Angela Person 03831-25 22 28
Personal, Stellenangebote	IMA – Institut für Marktwirtschaft 03831-29 73 01



Disclaimer / Haftungsausschluss

Diese Präsentation ist zu Informationszwecken des Empfängers und etwaigen Geschäftspartnern unter größtmöglicher Sorgfalt erstellt worden. Progressive Aussagen beruhen auf den zum Zeitpunkt der Erstellung vorhandenen Informationen und können aufgrund von Risiken und Ungewissheiten vom tatsächlichen Ergebnis abweichen. Es wird keine Haftung oder Gewähr übernommen für Schäden, die mit dem Gebrauch dieser Präsentation in Zusammenhang stehen.

Durch die Überlassung der Präsentation ergibt sich keine vertragliche Bindung.

Diese Präsentation oder Inhalte daraus darf/dürfen ohne vorherige Zustimmung nicht vervielfältigt, verteilt oder veröffentlicht werden.

Änderungen, Irrtümer und Auslassungen unter Vorbehalt



The Experience of Recycling Used Cooking Oil to Produce Biodiesel and Develop Environment Conscientiousness on High School Students

Bruna Machado Konkewicz; Luiz Henrique Meyer; Sérgio Henrique Lopes Cabral
Department of Electric Engineering, University of Blumenau – Blumenau – SC – Brazil
bkonkewicz@hotmail.com

Abstract: The creation of alliances between universities and schools to develop and improve, in high schools, the interest in science and engineering, the dissemination of creative thinking among young people. It also want to explore the awareness of current and future problems for the demand of electric energy and the search for renewable sources. This project was encouraged by the Ministry of Science and Technology (Brazil) through FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos (Research and Projects Financing) when it launched the edict "PROMOVE: Engineering in high schools". In response to this initiative, a group of professors from three engineering departments of the Regional University of Blumenau, in conjunction with a few high schools have launched and approved a project line, based on biodiesel, in this program. To have a more focused direction, the project proposed the use of a generator that must be fueled with biodiesel to feed certain rooms within the schools.

Key-words: *engineering - high school integration, energy conversion, biodiesel.*

1. THE RELEVANCE

Currently there is the opportunity for insertion of the society into power generation from alternative sources, having in mind all in-depth considerations about the importance of technique, the environmental issues and the economical aspects. These new ways of power generation, (like for example the big sources as wind, eolic, solar, biomass, etc.), requires incentives programs, due the fact that technologies for these sources aren't mature enough to an adequate level of economic performance in production.

2. OBJECTIVE OF THE PROJECT

In this context, in this work it is exposed the case analysis of the Project ENERBIO. The Project aims on the creation of alliances between universities and schools to develop and improve, in high schools, the interest in science and engineering, the dissemination of creative thinking among young people. It also want to explore the awareness of current and future problems for the demand of electric energy and the search for renewable sources. This project was encouraged by the Ministry of Science and Technology (Brazil) through FINEP- Financiadora de Estudos e Projetos (Research and Projects Financing) when it launched the edict "PROMOVE: Engineering in high schools". In response to this initiative, a group of professors from

three engineering departments of the Regional University of Blumenau, in conjunction with a few high schools have launched and approved a project line, based on biodiesel, in this program.

To have a more focused direction, the project proposed the use of a generator that must be fueled with biodiesel to feed certain rooms within the schools.

3. PROJECT ORIGIN AND FORM OF ORGANIZATION

The overall design of the Project ENERBIO presupposed that the process of teaching and learning at any level, should produce meanings, which can be achieved with strategies that are developed from the observation of a concrete reality, experiencing a moment of theoretical and then a return to reality for this intervention, either to make it or understand it. Involvement in practical activities, either through experiments or structured development projects that seek some kind of solution to the real problem may be strategies that enable this type of reflection-action.

Based on this principle, a comprehensive methodology that supports the proposed project is organized ENERBIO from ten distinct stages, developed by the Working Groups that are articulated with each other, as shown in Figure 1.

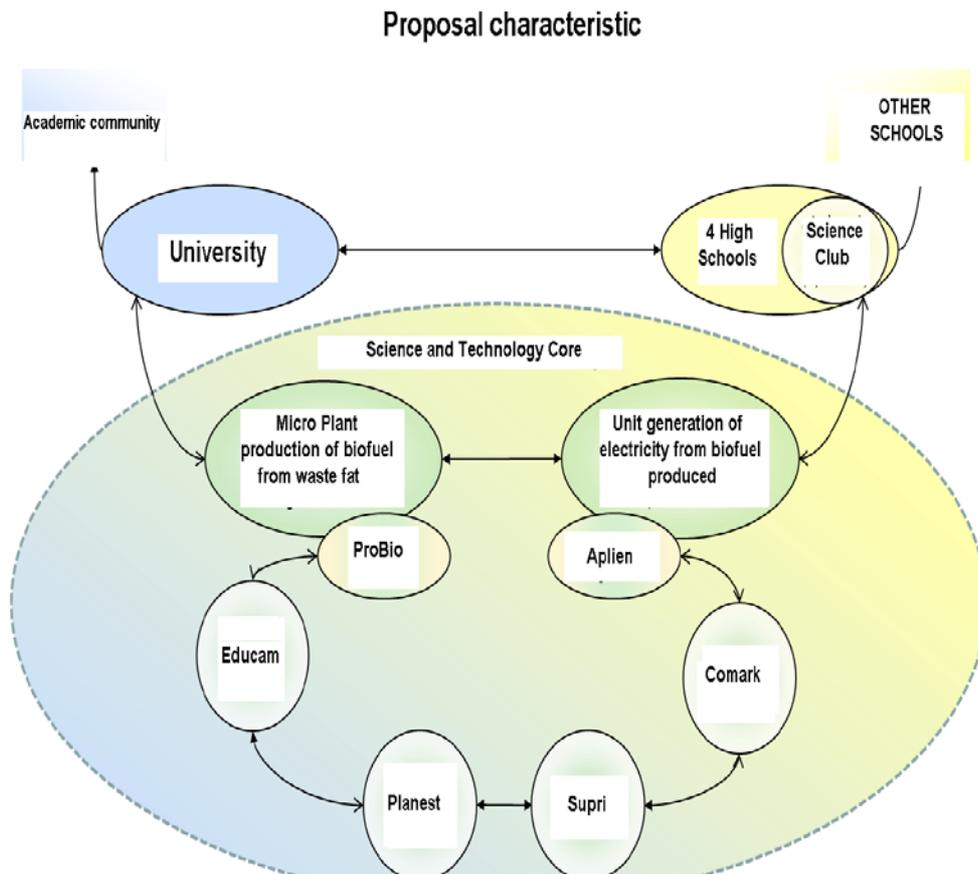


Figure 1

4. GROUPS AND RESPONSIBILITIES

Each group is responsible for a project area , and address along with the high school students the importance of each topic . The groups are :

- Group for Environmental Education - Educam : its function is to promote reflection on the environmental impacts arising from the use of fuels and energy from non-renewable and therefore , point alternative (renewable) with a focus on biodiesel . Having also aims implications regarding the use of waste and its processing into value-added products , and other aspects of environmental relevance arising from lived experience , awakening critical and social responsibility of the participating students .
- Group Supplies and Logistics - Supri : fill the unit to produce fuel with the necessary raw materials (cooking oil and other oily residues) proceeding to collect this with the school community . Moreover, this study group should supply unit power generation with biofuel produced for the operation of production units of energy.
- Group Planning and Statistical Papers - Planest : assist Supri the methodologies for maintenance of production facilities , developing statistical studies related to the collection of raw materials, the production of biofuel and energy savings due to the use of electricity generated from biofuel and other quantifiable aspects in activities at the Center for Science and Technology
- Group Production of biofuels - ProBio : assist in the operation and maintenance of the production unit of biofuel from waste fat (cooking oil and other types of grease) , and implement studies around this process to identify the fundamentals of science applied technology development ;
- Group Production and Application of Energy - Aplien : assist in the activities of operation and maintenance of mobile units for generating electricity using biofuel produced in ProBio and identify , in school , the best use of the electricity generated .
- Group Marketing and Communications - Comark : spread with the school community , both schools anchor as in other high schools of the State Network , their experience and learning gained from this project.

5. RAW MATERIAL FOR BIODIESEL PRODUCTION

Due to expansion of investigative studies it has been possible to use various types of oils and fats as raw material for biodiesel production , such as waste with a high acidity , frying oil and animal fat.

5.1 CHOICE OF COOKING OIL

Studies show that cooking oil waste is usually dumped incorrectly on the environment , generating environmental impact . In Brazil , according to Oil World - German company specializing in oil - as quoted by EcoLeo (2010) , more than 200 million gallons of oil are improperly discarded in the environment .

Damage caused by cooking oil , when it is not intended for recycling , but dumped in the environment , according to the Basic Sanitation Company of the State of São Paulo - SABESP (2010) are:

- Blockage of grease traps and pipes : the disposal of oil in wastewater can cause clogging , because the oil combines easily with other materials present in the sewage system , which may ultimately form a barrier to the flow of water. To unclog the pipes of the sewer system , employees are toxic chemicals that overwhelm even the environment . After all, there is a 45% increase in the price of water treatment.
- Commitment of aquatic life : other harm caused by dump incorrect oil , when it comes to rivers , lakes and streams , is the tendency of forming films oily on the surface of the media, as the oil does not dissolve or mix with water. Thus , the passage of light and oxygen are prevented , thus compromising the aquatic life of the site .
- contamination and soil sealing , when deposited in the same place and in large volume , the oil and pollute the soil , it can impermeable , contributing to the occurrence of floods and floods .
- Store the oil in PET bottles and put them in the trash , it is also not appropriate. For this bottle is then buried in the ground , and if there are leaks , could infect you too.
- Release of methane (CH₄) in lesser, but not insignificant , the oil deposited in the environment , and undergoes decomposition releases methane , a major greenhouse agents .

In view of the environmental impacts caused by this dump and aiming to reduce them , there is the idea of using waste cooking oil as feedstock for biodiesel production .

5.2 COLLECTION, STORAGE AND TRANSPORT OF OIL

There are some methods that are best suited to occur collection, storage and transportation of oil.

- The frying oil to be collected should be stored in PET bottles or in the container of virgin oil;
- The bottle storage can not be washed off with soap or other chemical,

- The bottle sent to school should be carefully guarded and poured oil on appropriate tank and properly identified;
- To manipulate the oil should be used gloves;
- The oil transfer of bottles to be made with a funnel;
- The bottles should be returned to the students, to be reused in new collections;
- When the oil level in the drums hit 4/5 of its capacity (near edge), the container should be sealed and stored in an appropriate place (in dry, well-ventilated area, out of reach of children, away from the ground and high temperatures), awaiting the date of collection.
- Be stored before the oil must be filtered with a cloth or sieve, to reduce the acid value of the oil, which is essential for the production of a biodiesel appropriate;
- Once the oil is poured into the bottle, it must be well sealed to prevent leakage;
- The bottle with the oil should be kept in dry, well-ventilated area, out of reach of children, away from the soil and high temperatures;

6. BIODIESEL PRODUCTION

The production of biodiesel by transesterification is carried out with homogeneous and heterogeneous catalysts. Research on biodiesel has increased with the intention of increasing the country's energy matrix, which results in the incorporation ratios of biodiesel in diesel, as a way to reduce the problems of gaseous emissions from the use of fossil fuels.

The plant has micro-operating principle as the connectivity between the various operations present in the biodiesel production process such as mixing tanks, settling tank, reactor, distillation column, the evaporator, recirculating system responsible for turbulent mixing and heating system based on the external electrical resistors installed on the surface of the tank 7.

These connections allow the insertion of raw material directly in appropriate tanks. Once the raw material inside the tank processes as oil pumping into the reactor with recirculation, heating with electrical resistance and chemical reaction itself will occur.

6.1 CONFIGURATION MICRO PLANT

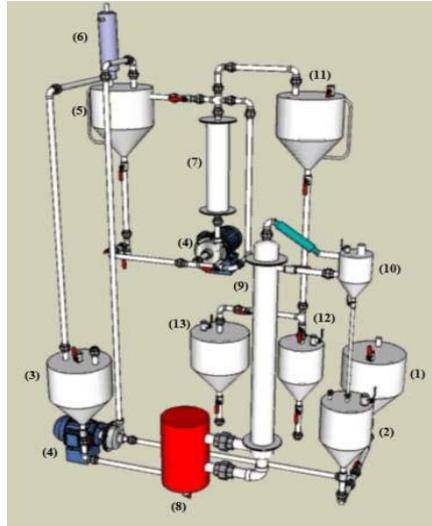


Figure 2 : Configuration of micro - plant production of biodiesel

The methodological procedure of the operation of the micro- mill is the insertion of a vegetable oil or animal fat in the tank 1 and the reagent (alcohol) in the tank 2 . Then the centrifugal pump is operated for transporting the fluids contained in the tanks 1 and 2 , directing the mixture into the tank 5 , chemical reactor . To ensure the heating of the electrical resistors mixture installed on the surface of the tank 7 are driven together with the pump 4 , upper responsible for the permanent recirculation of the mixture. The set of all the devices interconnected is kept open , guaranteed by the presence of the condenser (6) installed on the tank 5 , responsible for the condensation of the vaporized reactant and returns to the tank 5 . After reaching the reaction temperature , the catalyst is inserted , previously dissolved and heated in the tank 5 , becoming at time zero reaction .

After the reaction, the temperature increases to recover the excess alcohol , when condensate is directed to the tank 3 . After the recovery of the excess alcohol , the remaining mixture is pumped into the tank 11 , a decanter is used to separate the phases , light (biodiesel) and heavy (glycerol) . After the phase separation tank 11, the light phase is directed to the tank 13 and glycerol heavy phase to the tank 12 . The biodiesel and glycerol present in the tanks 24:13 pass through the purification processes to ensure the specific business , as defined by the National Petroleum Agency - ANP .

Excess alcohol may be recovered , purified and subsequently using the fractional distillation column with fillings (9) coupled to the reboiler (8). The products of this process are collected in the tank 10 and redirected to the tank 2 for reuse .

6.2 THE PROS AND CONS OF BIODIESEL

The reuse of cooking oil will prevent it from being improperly dumped into the environment .

- Low greenhouse gas emissions : the burning of biodiesel emits low amounts of greenhouse gases , due to its vegetable origin , especially , according to Teixeira (2012) , for reduced emissions of sulfur dioxide (SO₂) , carbon monoxide (CO) , carbon dioxide (CO₂) , methane (CH₄) , particulate matter (PM) and polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) and their nitrated derivatives (NHPAs) .
- Biodiesel has no sulfur emissions reducing totally the same , and therefore decreases the amount of acid rain , it is the sulfur is the main component ;
- In comparison with the conventional diesel emission of CO is reduced by 50% . The captured CO₂ is emitted during agricultural production of its raw materials - oil - to perform photosynthesis . This makes capture the CO₂ remains in the atmosphere which effectively is reduced by 78% compared to the emission caused by the burning of diesel fuel. CH₄ emissions - the main greenhouse agent - in MP - aggravating respiratory diseases - as well as PAH and NHPAs - causing potential decâncer - are also reduced .
- Reducing dependence on fossil fuels: the use of biodiesel , due to its vegetable origin , reduces dependence on fossil fuels , a limited resource that is every day closer to the scarcity and is also the main emitters of pollutants . This renewable nature of biodiesel makes it get increased attention nationally and globally. In Brazil , its use was boosted in 2004 when it was launched by the Federal Government PNPB - National Program for Production and Use of Biodiesel - that aims to foster the development and implementation of this sustainable energy source in the Brazilian energy matrix .

7. GENERATOR

The generator (Figure 3) is responsible for transforming any type of energy (mechanical, chemical, etc.). Into electricity. In case the project were acquired chemical generators. Use of this usually occurs during periods where there have energy and there is no other way to produce. It aims to help provide maintenance of activities carried out during the day. The second use is to save energy from the network, thereby achieving a reduction in the bill.



Figure 3

7.1 CHARACTERISTICS OF THE GENERATOR

Especif. Técnicas	
code	90312805
motor	22,0 cv
starting	Electrical starting
fuel	Biodiesel
maximum power	11 KVA
power continues	10 KVA
output voltage	220 V
control of tension	AVR / com Escova
battery charger	12 V; 8,3 A
tank capacity	25 l
autonomy	5,2 h
weight	220 kg
phase	Monophasic
noise	82 dB A
dimensions (C x L x A) (mm)	970 x 720 x 785
thread	10,0

Figure 4: The technical data composing of the generator

7.2 TESTS

The first trial conducted with the problems generated biodiesel generator. The quality of biodiesel is extremely important for a good performance of the same. In the first test caused the clogging of the filter, as biodiesel was produced in the slurry state after 48 hours. Just disassemble the generator, clean the filter, and ran on diesel to clean the generator. The phase change occurred due to the use of ethanol.

To solve the problem generator was added to a tank of diesel fueled. By connecting this tank containing diesel generator was with the valve open, thus fueling the generator and making him leave. After starting the valve diesel was closed, and left the generator running with your own tank containing biodiesel. Next to the tank valve off the generator was turned off and the diesel opened again, so he cleaned the traces of biodiesel contained in the generator, thus avoiding a possible clogging of the filter.

By the end, with a few more studies to rule out the use of the auxiliary tank, started a new production of biodiesel, replacing the methanol and ethanol by improving the acid of the frying oil. Thus avoiding clogging of the generator, and perfect working order.

8. LOCAL INSTALLATION

Each school at the beginning of the project, had to think of a purpose where the generator would be used, taking into account its capacity, and its main purpose, which is to assist it in any time of emergency (power failure) or to cooperate in

energy savings. 4 projects were approved, and they belong schools: EEB Hercílio Deeke, EEB Governador Celso Ramos, EEB Valerio Gomes and ETEVI.

EEB Hercílio Deeke - The school proposed to use the generator to power the lights of the gym. The generator is used only during the night.

EEB Governador Celso Ramos - The proposal was feeding the computer room where all the school students use.

EEB Valerio Gomes - had also proposed as feeding the computer room of the school.

ETEVI - The generator will function, activate the emergency lights central library when there is lack of light.

Schools will have the guidance of connecting the generator regularly, so there is the regular operation and energy generation and consumption of biodiesel and renovation of this, as well as the proper maintenance of the equipment even if there is power interruption.

8.1 INSTALLATION SHELTER

As the generator is installed on the outside of the schools, was made a project of shelter (Figure 5) for the generator. The shelter also protects the generator from possible natural events: rain, dust, etc.. It will also help drive the noise made by the generator and even reduce the noise.

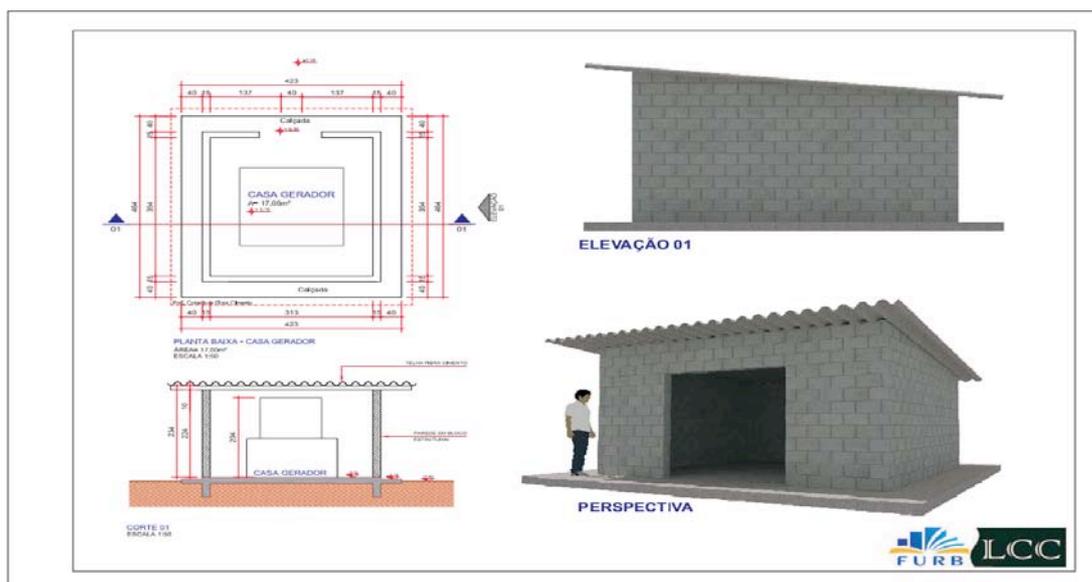


Figure 5

9. SCIENCE CLUBS

Clubs sciences besides being directly involved with the project producing biodiesel, handling the event and analyzing environmental impacts. They are also responsible for spreading the idea of the project in their schools and communities by promoting media awareness and understanding of environmental issues related to the project, guiding young people to conduct sustainable and moving everyone to participate in the oil collection ever used. They are also responsible for promoting activities within the science club so that put into practice the theories seen in lessons and design. The activity allows you to develop skills to identify and solve problems, requirements that also make up the profile of the engineer, as well as create opportunities to apply various knowledge studied in high school;

Some of the activities conducted by the clubs science within schools were drawing up a banner containing the methodology for collecting the oil, to be exposed in schools and assist the proper collection of the same. Preparation of videos in order to publicize the project and its results to date, reporting the experiences gained from participation in the project as well as the activities and work carried out. And preparation of soap from glycerol, residue produced for the manufacturing of biodiesel.

10. CONCLUSION

The whole process aims to show to all students and the community that even small proportions of this project, we can generate power in a more clean and efficient considering the future growth in energy demand, the environment, health and well-being of all. The school also can not lose sight of that have this expertise and skill, even without being professional, for positioning conscious and critical of the world around him. Thus helping to produce meanings, connecting knowledge and promoting learning in an interdisciplinary perspective,.

Finally, the project also reinforced that by incorporating scientific practice and reflection on academic and social lives of students, contributes to improve the preparation of young people in school, is to follow the technological careers such as engineering or just for awareness their capabilities and we can help in any way the place where we live.

ACKNOWLEDGEMENTS

The author of this work to schools in Blumenau / SC that have partnered in the project: Hercílio Deeke BSE, BSE Governador Celso Ramos, BSE. Valerio Gomes and ETEVI-Technical School Vale do Itajaí, the FINEP - Studies and Projects for the financial support that made the project execution ENERBIO, and Manages Regional Education of the State of Santa Catarina, for mediating the interaction with the Schools School of Blumenau. To Professor Sergio Henrique Lopes Cabral for the

invitation to participate in the symposium and Professor Luiz Henrique Meyer for their help and indication Enerbio the project.

BIBLIOGRAPHY

1. VALÉRIO , M. ; BAZZO , W. The role of science communication in our society laugh : towards a new order of relations between science, technology and society . Journal of Engineering Education , Brasilia , v.25 , n.1 , p . 31-39 , 2006.
2. MINISTRY OF EDUCATION AND CULTURE . Department of Secondary and Technological Education . National Curriculum : School . Brasilia : MEC / SEMT , 2000.
3. Barros , A. A. CHIVANGA ; WUST , E. MEIER , H. F. " Study of the technical- scientific production of biodiesel from grease " , Brazilian Journal of Environmental Health Eng , Vol.13 - No 3 - Jul / Sept , 2008, 255-262 .
4. CMI BRAZIL . USP chemists develop Brazilian biodiesel . Available on the Internet : <http://brasil.indymedia.org> . Captured on April 2, 2003 .
5. Dantas , H. J. Evaluate the thermal , Kinetic and Rheological biodiesel derived from cottonseed oil (*Gossypium Hisutum*) . Dissertation in Chemistry, Federal University of Paraíba , João Pessoa , 2006.
6. Knothe , Gerhard . Gerpen , Jon Van . KRAHL , Jurgen . RAMOS , Luiz Pereira . Manual biodiesel . 1. Ed São Paulo : Editora Blucher , 2006.
7. Neto , Pedro R. , et al . (2000) Biofuel Production alternative to diesel fuel by transesterification of soybean oil used for frying . New Chemistry , São Paulo , Vol 23 , n . 4 , p. 531-537 .
8. OLIVEIRA , L. B. Pontencial energy recovery of waste and residual inputs of biodiesel in Brazil . Doctoral Thesis , Federal University of Rio de Janeiro , COPPE , 2004.
9. WISCHRAL , W. A. et . al. Kinetics of the production of biodiesel by transesterification with heterogeneous catalysis . Blumenau : FURB , 2012.
10. WUST , Elisiane (2004) . Study of technical and scientific feasibility of biodiesel production from waste fat . Dissertation (Master in Environmental Engineering) - Regional University of Blumenau .
11. ABC of biofuels Available at: <http://www.biodieselbr.com/biodiesel/definicao/o-que-e-biodiesel.htm> Accessed: May 13, 2012 .

12. Brazilian Association for Awareness, Collection and Recycling of Waste Cooking Oils - EcoLeo . Recycling oil . Available at: <<http://www.ecoleo.org.br/reciclagem.html>> . Accessed on: 16 April In 2013 .
13. Basic Sanitation Company of the State of São Paulo - SABESP . Recycling Program frying oil SABESP . Available at: <http://site.sabesp.com.br/uploads/file/asabesp_doctos/programa_reciclagem_oleo_completo.pdf> . Access : 09 April In 2013 .
14. DEL TORO , Vincent . Fundamentals of electrical machines. Rio de Janeiro : LTC , c1999 . xiii , 550 p , il . Translation : Basic eletric machines.
15. VALÉRIO , M. ; BAZZO , W. The role of science communication in our society laugh : towards a new order of relations between science, technology and society . Journal of Engineering Education , Brasilia , v.25 , n.1 , p . 31-39 , 2006.
16. LOOS , Nahir Antonia ; KALVELAGE , Pollyanna ; ENDER , Laércio ; Barros , António André Chivanga . MICRO PLANT FOR THE PRODUCTION OF BIODIESEL AS A STRATEGY OF RELATIONSHIP TO SCHOOL . XL Brazilian Congress on Engineering Education . Belém - PA , 2012.
17. HOFFMANN , Luana Tiara ; Fenilli , Tatiele Anete Bergamo . ENERBIO - educate - Group Environmental Education . XLI Brazilian Congress on Engineering Education . Gramado - RS , 2013 .
18. KONKEWICZ , Bruna Machado ; BRANDT , Paulo Roberto ; FURTADO , Maria Clara . ENERBIO - Energy Transformation. XL Brazilian Congress on Engineering Education . Belém - PA , 2012.
19. KONKEWICZ , Bruna Machado , Meyer, Luiz Henrique ; Vanti , Marcelo Grafulha ; BRANDT , Paulo Roberto . ENERBIO - APLIEN Group - Group Production and Application of Energy . XL Brazilian Congress on Engineering Education . Belém - PA , 2012.

OUTDOOR-VERSUCHSSTAND ZUR ERMITTLUNG SYSTEMBEDINGTER DEGRADATIONSMECHANISMEN BEI PHOTOVOLTAIKMODULEN

P. Manz, C. Schmidt, S. Voswinkel, V. Wesselak
*Fachhochschule Nordhausen, Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET),
Weinberghof 4, D-99734 Nordhausen, manz@fh-nordhausen.de*

Schlüsselwörter: Dünnschichtmodule, Leckströme, Degradation, TCO-Korrosion, PID-Effekt, Outdoor-Teststand, beschleunigte Alterung

Zusammenfassung: Um den Einfluss auf die Degradation von Dünnschichtmodulen (a-Si und CIGS) von realen klimatischen Bedingungen zu identifizieren, wurde an der FH Nordhausen ein Outdoor-Versuchsstand installiert. Im Zuge der Messwerterfassung werden Temperatur, Einstrahlung und Feuchtigkeit durch eine Wetterstation kontinuierlich gemessen. Die Module sind unterschiedlich kontaktiert, um die reale Systemspannung gegen Erde nachzubilden. Der Fortschritt der Degradation lässt sich durch Leckströme, die von den kurzgeschlossenen Modulanschlüssen gegen Erde fließen, als Indikator nachvollziehen. Diese Leckströme sind im Nano- bis Mikroamperebereich, so dass die Messung sehr empfindlich auf etwaige Störungen von außen oder auf gegenseitige Wechselwirkungen reagiert. Die dafür geeignete und an der FH Nordhausen entwickelte Messtechnik mit entsprechendem Erdungskonzept wird vorgestellt.

Abstract: To identify the influence of realistic climatic conditions in respect to the degradation of thin film solar modules (a-Si and CIGS), an outdoor testing field was installed at the University of Applied Sciences Nordhausen. Data like temperature, irradiation and humidity are logged continuously by a meteorological station. The PV-panels are contacted differently to simulate the potential between panel and ground which is applied in real system designs. The rate of degradation can be indicated by leakage currents between the short-circuited panel connectors and ground. These leakage currents are in the dimension of nano- and microampere, so the data logging is very sensitive to possible interferences from outside or intern interactions. The suitable and at the University of Applied Sciences Nordhausen developed measurement technique with corresponding grounding concept will be presented.

1. Einführung

Photovoltaikmodule haben eine Lebensdauer von mindestens 20 Jahren. Während dieser Zeit sind sie Witterungsbedingungen wie Temperatur, Einstrahlung und Feuchtigkeit ausgesetzt. Darüber hinaus kann das Potential, das die Module gegen die meist geerdete Rahmenstruktur haben, ein Faktor sein, der zu einem Leistungsverlust führt. Die an der FH Nordhausen untersuchten Dünnschichtphotovoltaikmodule sind aus amorphem Silizium (a-Si) und Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS). Um im Vorfeld schnell und kostengünstig die Degradationsanfälligkeit der PV-Module abschätzen zu können, sind beschleunigte Alterungstests notwendig. Die Norm IEC 61646 (Qualifikation von Dünnschichtmodulen) gibt hierbei reproduzierbare Testbedingungen vor. Problematisch ist jedoch, dass diese nicht für alle Dünnschichtmodultechnologien gleichermaßen geeignet sind und noch nicht bekannt ist, wie die beschleunigte Alterung bei den Modulen mit der Geschwindigkeit der Degradation im Freifeld korreliert. Daher wurde ein Outdoor-Versuchsstand konzipiert, an dem die reale Systemspannung der meist geerdeten Rahmenstruktur (0V) gegenüber dem Halbleitermaterial (bis zu $\pm 1000V$, je nach Verschaltung und Wechselrichtertopologie) nachgebildet werden kann. Hierbei fließen Leckströme, entweder vom Frontglas oder von der Rückseite abhängig von der Erdungs- und Montageweise, aufgrund eines zu geringen Isolationswiderstands zu den Anschlusskabeln des Moduls. Diese Leckströme werden kontinuierlich gemessen. Die Größenordnung der Ströme ist im Nano- bis Mikroamperebereich,

daher ist die Messung sehr störanfällig. Darüber hinaus ist ein geeignetes Erdungskonzept notwendig, da mit sehr hohen Spannungen gearbeitet wird. Die übertragenen Ladungsmengen werden in Abhängigkeit von den Wetterbedingungen, der Materialzusammensetzung, dem angelegten Potential und der Kontaktierungsart bestimmt und mit den gleichzeitig laufenden beschleunigten Alterungstests in einer Klimakammer korreliert. Mit diesen Ergebnissen soll es ermöglicht werden, die Eignung von neuen Modultechnologien für den langjährigen Betrieb im Freifeld mit Hilfe von beschleunigten Alterungstests abschätzen zu können.



Abbildung 1: Outdoor-Versuchsstand an der FH Nordhausen

2. Degradationsmechanismen

Die Leistungsverluste von Photovoltaikmodulen unterscheiden sich, je nach verwendetem Halbleitermaterial und Modultechnologie, sehr stark. Insbesondere bei kristallinen Modulen, die schon seit Jahrzehnten auf dem Markt sind, kann auf Langzeitfelderfahrungen von über 30 Jahren zurückgegriffen werden. Daher sind viele Mechanismen, die zu einer Minderung der Leistung führen, bereits geklärt und konnten behoben oder sehr stark vermindert werden. Problematisch sind jedoch Modultechnologien wie Dünnschichtphotovoltaikmodule, da für diese im Allgemeinen keine Langzeiterfahrungen bestehen und die Alterungsprozesse noch nicht vollständig verstanden sind [1]. Auf die Leistungsverluste, die durch die Potentiale in der Anlagenverschaltung entstehen, und deren Abhängigkeit von Witterungsbedingungen und Modulmaterialien soll im Folgenden kurz eingegangen werden.

2.1 Potentialinduzierte Degradation

Die systembedingten Degradationsmechanismen beruhen auf einer elektrochemischen Korrosion im Inneren des Moduls. Bei PV-Modulen auf der Basis von amorphem Silizium ist dies die Wanderung von Natriumionen aus dem Deckglas ins Innere des Moduls. Wenn sich ein Modul in einem Strang von einer PV-Anlage, bei der die Systemspannung in der EU bis zu 1000V betragen darf, an einem Ende der Wechselrichteranschlüsse befindet, kann je nach Wechselrichtertopologie dieses Potential bis zu $\pm 1000V$ betragen. Die positiv geladenen Na^+ -Ionen diffundieren, bei einem negativen Potential der Halbleiterschicht im Gegensatz zur häufig geerdeten Rahmenstruktur, zur TCO-Schicht, die sich zwischen Zellmaterial und Frontglas befindet. Dies resultiert in Leckströmen. Dort werden sie zu elementarem Natrium reduziert und vermindern die Leitfähigkeit der TCO-Schicht [2]. Diese sogenannte Delamination der TCO-Schicht ist darin begründet, dass das TCO (meist $SnO_2:F$) durch das Natrium zu elementarem Zinn reduziert wird. Noch nicht geklärt ist der Effekt, dass auch bei positiven Potentialen gegenüber Erde eine deutliche Leistungsminderung von a-Si Modulen beobachtet werden kann [3]. Es wird vermutet, dass Na^+ -Ionen aus dem Rückglas in das Zellmaterial eindringen können. Dieser Effekt muss jedoch genauer untersucht werden, um die einzelnen Vorgänge im Modul verstehen zu können und die Abhängigkeiten von Witterungsbedingungen und Modultechnologie herauszufinden.

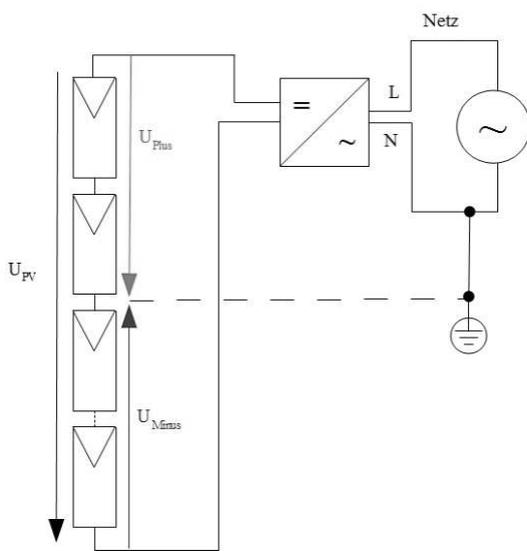


Abbildung 2: Potentialverteilung in einem PV-Strang

Im Fall von CIGS-Modulen muss der genaue Mechanismus noch geklärt werden, jedoch wird auch hier die Wanderung von Natriumionen in das Modul vermutet, was einen irreversiblen Leistungsverlust zur Folge hat [4]. Bisherige Erkenntnisse zeigen ebenfalls eine deutliche Minderung der Leistung von CIGS-Modulen bei einem negativen Potential gegen Erde [5]. Ob diese Degradation zu einem gewissen Teil wieder reversibel durch das Anlegen einer positiven Spannung ist, welche Rolle die Eindiffusion von Wasser ins Innere des Moduls spielt und wie die verwendeten Materialien im Modul reagieren, ist Gegenstand aktueller Forschungen.

Bei beiden potentialinduzierten Effekten ist das Eindiffundieren von Wasser in das Innere des Moduls in Kombination mit heißer Umgebung förderlich für die Degradation. Daher ist die Laminierfolie, die das Modul

vor äußeren Einflüssen schützen soll, von großer Bedeutung. Derzeitige Standardtests wie beispielsweise der Dampf-Heat-Test (85°C und 85% rH) sollen diese Degradationsmechanismen beschleunigen. Zusätzlich wird bei diesen Klimakammertests eine Spannung angelegt (bis zu -1000V), um die Potentialdifferenz im realen Anlagenbetrieb nachzubilden. Um mit diesen Ergebnissen auf den Anlagenbetrieb im Freifeld schließen zu können, wurde der Outdoor-Versuchsstand konzipiert.

2.2 Ladungsmengen als Maß der Degradation

Die übertragenen Ladungsmengen von dem Halbleitermaterial der Zellen zu der geerdeten Rahmenstruktur können als Maß für den Fortschritt der systembedingten Degradation dienen [4]. Für Dünnschichtmodule, insbesondere CIGS, muss diese Korrelation noch genauestens überprüft und verifiziert werden [5]. Daher werden die Leckstrommessungen mit regelmäßigen Leistungsmessungen (Strom-Spannungs-Kennlinien) im Sonnensimulator verglichen. Aus diesen Messungen sollen die Ladungsmengen mit dem Leistungsverlust korreliert werden. Problematisch hierbei ist, dass die Leckstrompfade sich je nach Halbleitermaterial und Modulaufbau unterscheiden können. Daher ist eine sorgfältige und nach Modultopologie aufgeschlüsselte Auswertung notwendig.

3. Messaufbau

Die Leckstrommessung am Outdoor-Versuchsstand ist sehr störungsanfällig, da die zu messenden Ströme sehr klein und die Spannungen dagegen vergleichsweise hoch sind. Um Störungen zu vermeiden, werden daher geschirmte Leitungen verwendet. Die Ströme werden über sogenannte Shuntwiderstände als Spannungen gemessen, welche mit Hilfe eines Keithley-Messinstruments aufgezeichnet werden. Da die Widerstände ihre Werte in Abhängigkeit der Temperatur ändern, ist ein Temperatursensor installiert worden, mit dessen Hilfe der Temperatureinfluss auf den Widerstandswert korrigiert werden kann.

Die Module sind mit unterschiedlichen Potentialen verschieden kontaktiert, um die Rahmenkonstruktionen zu simulieren. Die Messaufbauten sind in Abbildung 3 dargestellt. Die Definition der angelegten Potentiale bezieht sich dabei auf die kurzgeschlossenen Modulanschlüsse

gegen Erde (0V). Bei Messaufbau (a) wird die TCO-Korrosion von rahmenlosen a-Si-Modulen untersucht. Bei der Kontaktierung der Module muss zwischen einer Kupferfolie, die sich auf dem Frontglas befindet, den Modulklemmen und einer Kontaktierung des Backrails mit zusätzlicher Kupferfolie auf dem Frontglas unterschieden werden. Um den Einfluss verschiedener Potentiale zu identifizieren, werden für jede Kontaktierungsvariante drei unterschiedliche Potentiale angelegt (-1000V, +1000V, ~1000V).

Bei Messaufbau (b) wird der PID-Effekt von gerahmten CIGS-Modulen untersucht. Da bereits eine Rahmenstruktur vorhanden ist, wird eine zusätzliche Kontaktierung überflüssig. Jedoch wurden hier unterschiedliche Materialien für die Laminierfolie verwendet. Am Messaufbau (b) wurden ebenfalls unterschiedliche Spannungen (-1000V, -500V) angelegt, um auch hier den Einfluss unterschiedlich hoher negativer Spannungen auf PID zu untersuchen. Darüber hinaus wurde eine Nachtabschaltung implementiert, um das Systemverhalten genauer abbilden zu können. Die Module werden im Gegensatz zu Messaufbau (a) nicht im Kurzschluss, sondern mit Hilfe von Lastwiderständen in der Nähe des MPPs betrieben.

Zum Schutz des Messinstrumentes (Keithley Digitalmultimeter) vor Überspannungen wurde die Low-Seite der Messwerterfassung auf ein gemeinsames Massepotential gelegt. So können gegebenenfalls Überspannungen gegen das Erdpotential abfließen.

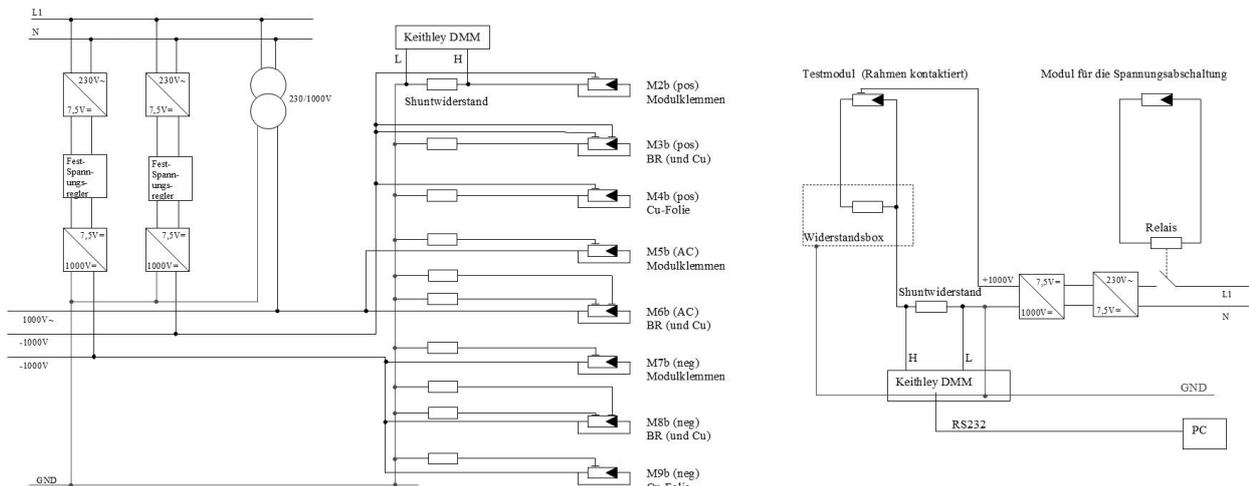


Abbildung 3: Schaltpläne für die verschiedenen Messaufbauten. Links Teststand (a); Rechts Teststand (b)

Durch die gemeinsame Masseleitung ist eine separate Messung bei Messaufbau (a) des Leckstroms vom Backrail des Moduls M3b bei -1000V nicht möglich. Es kann lediglich die Summe der Leckströme von Kupferfolie und Backrail erfasst werden. Jedoch lässt sich durch Modul M4b, welches nur über eine Kupferfolie mit gleichem Potential kontaktiert ist, eine Einschätzung ableiten, wie groß die einzelnen Ströme an Modul M3b sind.

4. Ergebnisse und Auswertung

Eine kontinuierliche Überprüfung des Leistungsverlusts wird ergänzt durch regelmäßige Sichtprüfung, Kennlinienaufnahme im Sonnensimulator, Elektrolumineszenzmessungen und Simulationen. Die Elektrolumineszenzaufnahmen sollen dazu dienen, inaktive Zellflächen identifizieren zu können, bevor diese optisch sichtbar werden. So können mit Hilfe der Kennlinien im Sonnensimulator Rückschlüsse auf die Degradation der Module gezogen werden.

Ziel ist es, ein Modell zu entwickeln, das es ermöglicht, den Fortschritt der systembedingten Leistungsverluste in Abhängigkeit von klimatischen Bedingungen darzustellen und im Vorfeld abschätzen zu können. Dazu werden die geflossenen Ladungsmengen gemessen und als eventueller Indikator für die Potentialinduzierte Degradation verwendet.

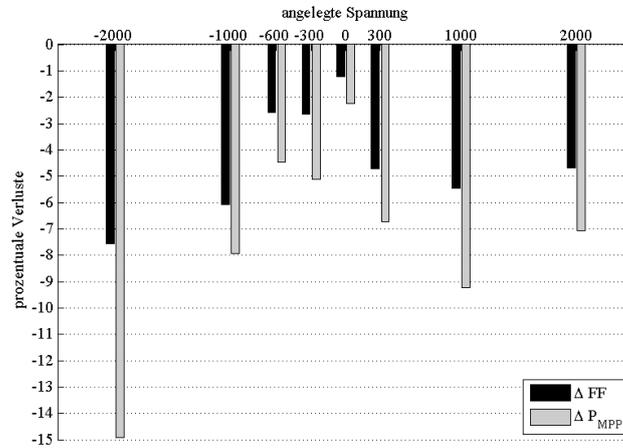


Abbildung 4: Degradation nach einem Jahr im Outdoor-Versuchsstand

Potentialinduzierte Degradation äußert sich unter anderem in einer Verminderung der Nennleistung P_{MPP} und des Füllfaktors FF der Kennlinie. In Abbildung 4 ist die Veränderung dieser beiden wichtigen Kennwerte von Strom-Spannungs-Kennlinien dargestellt. Es handelt sich dabei um a-Si Dünnschichtmodule, die ein Jahr im Outdoor-Versuchsstand in einem Vorversuch installiert waren. Bei allen Modulen wurde ein Rahmen durch das Aufkleben einer Kupferfolie an den oberen Rand des Moduls simuliert, an welche das Potential angelegt wurde. Das Potential unterschied sich dabei von -2000V bis +2000V. Ersichtlich aus Abbildung 4 wird, dass die Degradation bei negativen Spannungen ausgeprägter ist als bei positiven, ebenso bei höheren Potentialdifferenzen. Die Verluste des Füllfaktors sind immer geringer als die der Leistung im MPP, da I_{sc} und U_{oc} ebenfalls degradieren. Signifikant ist, dass die Leerlaufspannung U_{oc} bei negativen Spannungen deutlich absinkt, während sie sich bei positiven Spannungen nicht sehr verändert.

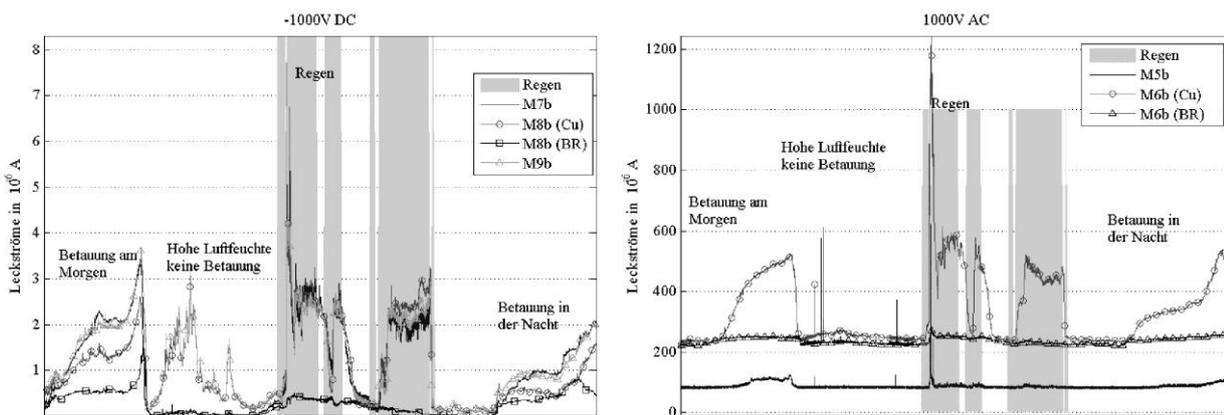


Abbildung 5: Leckströme in Abhängigkeit von Witterungsbedingungen und angelegtem Potential

Anschließend wurden die Module unterschiedlich kontaktiert, um verschiedene Montagevarianten simulieren zu können. Die Leckströme, die sich aus diesen Kontaktierungsarten (Modulklemme, Backrail, Kupferfolie) ergeben, sind in Abhängigkeit der klimatischen Bedingungen in Abbildung 5

dargestellt. Die Größenordnung der Leckströme liegt bei ungefähr $0,1\mu\text{A}$ für trockene Umgebungsbedingungen. Bei Regen und Betauung der Module steigen diese bis zu $0,2 - 3\mu\text{A}$ an. Die Kontaktierungsarten zeigen unterschiedliche Verläufe der Leckströme. So führt die Kontaktierung am Backrail (M8b) zu dem geringsten Leckstrom. Selbst eine hohe Luftfeuchte bei nicht vorhandener Betauung führt, im Gegensatz zu den anderen Kontaktierungsarten, nicht zu einer Erhöhung der Leckströme. Ein ähnliches Verhalten zeigt die Kontaktierung mit Modulklemmen (M7b). Dagegen ist der Einfluss der Luftfeuchte für die Kupferfolien-Kontaktierung (M8b und M9b) sehr deutlich.

Um den Einfluss von eventuellen Rückkopplungen vom Wechselrichter auf die Gleichstromseite und damit auf die Potentiale der Module in einer PV-Anlage zu untersuchen, wurde bei 2 Modulen Wechselspannung (1000V, 50Hz) angelegt. Bei der Wechselspannung sind die Leckströme bei qualitativ gleichem Verlauf um den Faktor 100 höher. Dies entspricht nahezu dem Einfluss der Modulkapazität. Darüber hinaus sind die Effekte durch die klimatischen Bedingungen und die unterschiedlichen Kontaktierungsarten stärker ausgeprägt. Der Leckstrom liegt in der Größenordnung von 75 bis $120\mu\text{A}$ in trockener Umgebung und bis zu $200\mu\text{A}$ für Regenereignisse. Der maximale Leckstrom ($622\mu\text{A}$) wird bei der Kontaktierung mit Modulklemmen (M5b) erreicht. Modul M6b wurde am Backrail und durch eine Kupferfolie auf der Glasvorderseite kontaktiert. Es ist ersichtlich, dass der Einfluss von Feuchtigkeit bei der Backrail-Kontaktierung geringer als bei den anderen Kontaktierungsarten ist. Das Verhältnis der Leckströme bei hoher und niedriger Luftfeuchte bei Gleichstrom- und Wechselstromkontaktierung ist vergleichbar, wenn auch die absoluten Werte sich unterscheiden.

Der Einfluss der Leckströme auf die Degradation muss in weiterführenden Untersuchungen gemessen und durch Simulationsrechnungen nachvollzogen werden. Abschließend lässt sich sagen, dass durch die zeitaufgelöste Messung der Leckströme ein weiterer Indikator zur Verfügung steht, um die Degradation von Dünnschichtmodulen mit beschleunigten Alterungstests zu korrelieren.

5. Danksagung

Diese Arbeit entstand mit freundlicher Unterstützung des Europäischen Sozialfonds (ESF).

6. Literatur

- [1] S. VOSWINCKEL: Gegenwart und Zukunft von Dünnschichtphotovoltaikmodulen. 19. Symposium Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund 2012
- [2] C.R. OSTERWALD, et al.: Electrochemical corrosion of $\text{SnO}_2:\text{F}$ transparent conducting layers in thin-film photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 79, p. 21-33, 2003
- [3] S. VOSWINCKEL et al.: Investigation of leakage currents depending on the mounting situation in accordance to amorphous silicon modules. ISES Solar World Congress, Cancun, 2013
- [4] P. LECHNER, et al.: Estimation of Time to PID-failure by Characterisation of Module Leakage Currents. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2012
- [5] M. MARTIN, et al.: Investigation of potential induced degradation for various module manufacturers and technologies. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2012
- [6] V. WESSELAK, S. VOSWINCKEL: Technik im Fokus. Bd. 2: Photovoltaik. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 2012 – ISBN 978-3-642-24296-0

POTENZIAL DEZENTRALER WÄRMESPEICHER IN HAUSHALTEN ZUR STABILISIERUNG ELEKTRISCHER VERTEILNETZE

K. Meyer, D. Kleinhans und T. Vogt

NEXT ENERGY · EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e.V.

an der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg

Carl-von-Ossietzky-Str. 15, 26129 Oldenburg, konrad.meyer@next-energy.de

Schlüsselwörter: Wärmespeicher, Stromnetz, Lastmanagement, Bilanzkreis, Strombörse, Heizung

Zusammenfassung

Dieser Beitrag befasst sich mit der Fragestellung, inwiefern sich ein Verbund dezentraler Wärmespeicher zur Deckung des Heizwärmebedarfs von Wohnhäusern für den Einsatz im Lastmanagement eignet. Die Speicher, die elektrisch erwärmt werden („Power to Heat“), sollen dabei von einem Betreiber zentral gesteuert werden, um so zur Stabilisierung der Netze beitragen zu können. Untersucht wurde dieses System insbesondere in Hinblick auf die Anforderungen, die sich aus einer zunehmenden Integration von fluktuierenden Erneuerbaren Energien ergeben. Es konnte gezeigt werden, dass die zentrale Steuerung des Verbunds eine flexible Regelung des Stromverbrauchs darstellt, die sowohl in technischer als auch ökonomischer Hinsicht ein hohes Potenzial aufweist.

Einleitung

Die Bundesrepublik Deutschland hat mit der Energiewende eine umfangreiche Umstrukturierung der Energieversorgung in Deutschland beschlossen. Die bedeutendste Rolle kommt dabei den Erneuerbaren Energien zuteil, die als tragende Säule in das bestehende Energiesystem Deutschlands und Europas integriert werden sollen. Während im Zuge dessen der Bereich der Stromerzeugung in den letzten Jahren durch einen massiven Ausbau von Solar- und Windkraftanlagen sowie verstärkte Nutzung von Wasserkraft und Biomasse vorangetrieben wurde, gerät nun auch die Seite des Energiebedarfs immer weiter in den Fokus. Aus Gründen der Netzstabilität muss in Stromnetzen jederzeit ein ausgeglichenes Verhältnis zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch herrschen. Die Anpassung des Stromverbrauchs, auch Lastmanagement genannt, ist demnach ein elementarer Baustein bei der Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien. Elektrische Energie lässt sich jedoch heute noch nicht in großen Mengen wirtschaftlich speichern, sodass es notwendig werden wird, die Stromnachfrage in Zeiten hoher Einspeisung aus Wind- und Solarkraft zu erhöhen bzw. bei Windflaute und an bewölkten Tagen entsprechend zu senken [1, 2].

Während Methoden des Lastmanagements im Bereich der Industrieanwendungen bereits weit verbreitet sind, ist der enorme Energiebedarf im Haushaltsbereich in dieser Hinsicht weitestgehend unerschlossen. Der größte Teil des Bedarfs in Haushalten fällt dabei auf die Erzeugung von Wärme

für die Beheizung von Wohnräumen und die Bereitung von Warmwasser. Strom findet dabei derzeit vorrangig in Durchlauferhitzern und Boilern für die Bereitung von Warmwasser sowie bei der Raumheizung in Nachtspeicheröfen Verwendung. Darüber hinaus steigt der Anteil von effizienten, strombetriebenen Wärmepumpensystemen, die zur Beheizung von Gebäuden die Energie der Umgebung nutzen. Diese Anwendungen stellen dabei Technologien dar, bei denen die Wärme unmittelbar im Moment des Verbrauchs oder maximal wenige Stunden zuvor erzeugt wird, sodass sich deren Bedarf an elektrischer Energie zeitlich nur sehr begrenzt verschieben lässt. Durch den Einsatz größerer, dezentraler Wärmespeicher, die beispielsweise den Heizenergiebedarf mehrerer Tage aufnehmen können, kann jedoch der Zeitpunkt des Stromverbrauchs gegenüber dem Zeitpunkt der Wärmenutzung sehr viel flexibler variiert werden. In der Arbeit wurde unter anderem das technische Potenzial solcher Wärmespeicher in Bezug auf den Beitrag zum Lastmanagement untersucht.

Ein weiterer maßgeblicher und vieldiskutierter Faktor bei der Integration der Erneuerbaren Energien in das bestehende Energiesystem sind die entstehenden Kosten. Die Gründe für die verhältnismäßig geringe Bedeutung des Stroms für den Wärmesektor liegen in Deutschland vor allem an den hohen Endverbraucherpreisen. Im Gegensatz dazu stehen jedoch die oftmals sehr niedrigen Großhandelspreise an der Strombörse. Die sich teilweise bildenden negativen Strompreise sind ein eindeutiges Merkmal von Überkapazitäten an elektrischer Energie im Netz, die man durch einen höheren Grad an Flexibilität seitens des Stromverbrauchs kompensieren könnte. Die Notwendigkeit eines zusätzlichen Energiebedarfs zum Zeitpunkt niedriger Strompreise stellt damit für ein geeignetes Lastmanagement auch ein ökonomisches Potenzial dar, das in der Arbeit genauer untersucht wurde.

Optimierung der Bilanzkreisbewirtschaftung

Mit der Einführung von Bilanzkreisen soll der Einsatz von Regelenergie in der Regelzone soweit wie möglich reduziert werden, indem jeder Bilanzkreis für sich ein möglichst ausgeglichenes Energiesaldo erwirtschaftet. Dafür muss jeder Bilanzkreisverantwortliche (BKV) täglich eine Prognose über die Stromerzeugung und den Verbrauch für jede Viertelstunde des Folgetages treffen und dementsprechende Kapazitäten an der Strombörse oder über bilaterale Verträge mit Kraftwerksbetreibern beschaffen. Jede Abweichung des tatsächlichen Verbrauchs von der Prognose wird in Form von Ausgleichsenergie abgerechnet. Die Prognoseabweichungen aller Bilanzkreise werden kumuliert und ergeben den Regelzonensaldo. Der Saldo aller Regelzonen innerhalb des Netzregelverbundes muss letztendlich durch Regelenergie ausgeglichen werden. Die Kosten für den Einsatz der Regelenergie werden zum Teil über die Ausgleichsenergie an diejenigen BKV weitergereicht, deren Bilanzkreis für die Abweichung in jener Viertelstunde verantwortlich war. Hatte hingegen ein Bilanzkreis eine Abweichung in entgegengesetzter Richtung zu verzeichnen, so wird er für die stabilisierende Wirkung der Abweichung vergütet. Da durch verschiedene Beschlüsse seitens der regulierenden Behörden einer spekulativen Bewirtschaftung mit bewussten Abweichungen entgegengewirkt wird, sollte eine ausgeglichene Bilanz in jeder Viertelstunde und somit die Vermeidung von Ausgleichsenergie angestrebt werden.

Mit dem Betrieb eines Verbunds aus dezentralen Wärmespeichern, die elektrische Energie aus dem Stromnetz in Form von thermischer Energie aufnehmen können, ist ein BKV in der Lage, den Stromverbrauch innerhalb seines Bilanzkreises an seine Prognosen anzupassen. Besonders

hinsichtlich einer positiven Abweichung, bei dem mehr Strom beschafft wurde als letztendlich verbraucht wird, kann durch eine zentrale Steuerung der Stromverbrauch durch die Aktivierung der Beladung einzelner Speicher durch elektrische Heizgeräte (z.B. durch ein Widerstands-Heizelement) erhöht werden. Gleichmaßen kann bei einem Stromdefizit im Netz der Verbrauch gesenkt werden, indem eine ursprünglich geplante Beheizung der Speicher ausgesetzt wird. Da bei einem solchen Betrieb beachtet werden muss, dass die Wärmespeicher jederzeit über so viel Energie verfügen, um den Wärmebedarf des jeweiligen Haushalts decken zu können, ist eine zentrale Steuerung durch den Betreiber notwendig, um die Grenzen der Lastverschiebung berücksichtigen und den Verbund netzstabilisierend einsetzen zu können.

Zusätzliche Strombeschaffung am Spotmarkt

Die Erneuerbaren Energien sorgen aufgrund des Merit-Order-Effekts für niedrigere Großhandelspreise an den Strombörsen. Insbesondere anhand des Preisverlaufs am Spotmarkt, an dem die Belieferung von Strom sehr kurzfristig für einzelne Stunden gehandelt wird, zeigt sich, dass ein Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien aufgrund des Einspeisevorrangs und nicht vorhandener Grenzkosten den Strompreis absinken und bei sehr niedriger Nachfrage zeitweise sogar negativ werden lässt.

Innerhalb der Arbeit wurde ein Algorithmus entwickelt, der auf Basis des Wärmebedarfs verschiedener Wohnhäuser und Speichergößen eine optimale Strombeschaffung anhand des Preisverlaufs an der Strombörse ermittelt. Dafür wurden Jahresheizlastprofile der Häuser erstellt, die den Tagesbedarf an Wärme basierend auf dem Energiestandard des Hauses, der Haushaltsgröße sowie den relevanten meteorologischen Daten entsprechend der VDI-Richtlinie 4655 [3] enthalten.

Der Algorithmus liefert für jede untersuchte Konfiguration des Wärmebedarfs den entsprechenden Preis, den eine Beschaffung des Stroms zur optimalen Beladung des Speichers am Spotmarkt für das betrachtete Jahr gekostet hätte. In Abbildung 1 sind die Kosten beispielhaft für eine Haus- und Haushaltsgröße von 160 m² und 2 Personen dargestellt. Auf der Ordinate sind die Stromkosten für das gesamte Jahr aufgetragen, auf der Abszisse die Speicherkapazität. Jede Farbe entspricht einem Wert des spezifischen Heizwärmebedarfs: 40 (hellgrau), 100 (dunkelgrau) und 200 (schwarz) kWh/(m² a). Die Kurven stehen jeweils für die elektrische Leistung, mit der der Speicher beladen werden kann. Die sechs Punkte auf jeder Linie entsprechen der relativen Größe der Speicherkapazität nach Anzahl der Tage des mittlerem Wärmebedarfs und stehen für die Einteilung in 1/2, 1, 3, 7, 14 und 30 Tage.

Vergleicht man die Kurven gleicher Leistung miteinander, so weisen sie einen relativ zum Gesamtwärmebedarf ähnlichen Verlauf auf. Je höher die Leistung ist, mit der der Speicher beladen werden kann, desto kostengünstiger lässt sich der Wärmebedarf decken. Gleiches lässt sich über den Anstieg der Speichergröße aussagen. Das Einsparpotenzial durch den Einsatz eines großen Speichers und einer hohen elektrischen Leistung ist also in den betrachteten Fällen unabhängig vom Gesamtwärmebedarf. Die Verfügbarkeit einer hohen elektrischen Leistungsaufnahme ermöglicht es, besonders niedrige Börsenpreise besser nutzen zu können. Ist lediglich eine niedrige Leistung verfügbar, kann der Speicher nicht ausschließlich in der Stunde des niedrigsten Preises beladen werden, so dass auch bei höheren Preisen Strom beschafft werden muss. Der erwähnte Effekt der zeitweise negativen Strompreise führt zu den Ergebnissen, dass bei einem relativ niedrigen

Energiebedarf, sehr großem Speicher und großer Leistung sogar über das ganze Jahr hinweg eine negative Stromkostenbilanz entstehen kann, da durch den Algorithmus gewährleistet ist, dass der Speicher bei negativen Preisen so viel Energie wie möglich aufnimmt.

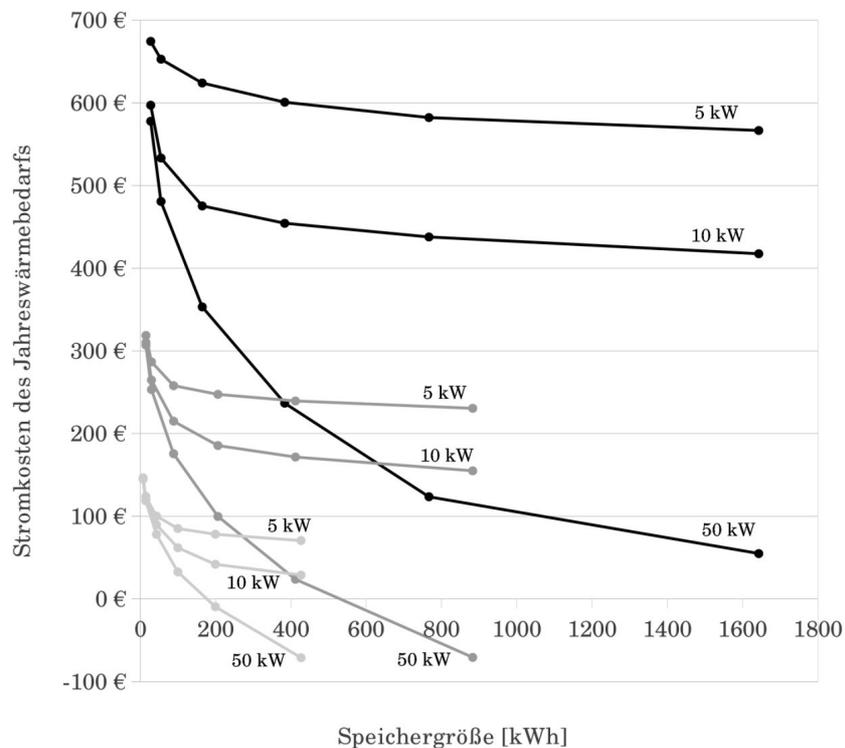


Abbildung : Stromkosten zur Deckung des Jahreswärmebedarfs für verschiedene Beladeleistungen und absolute Speichergrößen (Einfamilienhaus mit 2 Personen, 100 m² Wohnfläche und spezifischem Heizwärmebedarf von 40 (hellgrau), 100 (dunkelgrau) und 200 (schwarz) kWh/(m² a))

Des Weiteren fällt der annähernd parallele Verlauf der 5 kW- und der 10 kW-Kurve ab einer Speichergröße von 3 Tagen des jeweiligen mittleren Tagesbedarfs auf. Die absoluten Kosten, die sich mit der Verdopplung dieser geringen Beladeleistung einsparen lassen, sind demnach in diesem Bereich in nur sehr geringem Umfang von der Größe des Speichers abhängig. In der Abbildung wird weiterhin deutlich, dass sich allein mit der Vergrößerung des Speichers zunehmend weniger Kosten einsparen lassen, da sich der Verlauf der Kostenkurven zunehmend abflacht. Der Betrag der (negativen) Steigung der Kurve drückt demnach das Einsparpotenzial aus, das sich mit einer Vergrößerung des Speichers bzw. der elektrischen Leistung erreichen lässt. Bei kleineren Leistungen ist ein signifikantes Absinken der Kosten lediglich bis zu einer Speichergröße von 3-7 Tagen zu erkennen. Darüber hinaus ist es äußerst fraglich, ob beispielsweise eine Verdopplung der Speichergröße auf 14 Tage rein aus Sicht der Beschaffungspreise ökonomisch sinnvoll ist. Die 50 kW-Kurve zeigt jedoch, dass mit einer hohen Leistung auch bei großen Speichern noch erhebliche Kosten eingespart werden können.

Zusammenfassung

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass sich ein Verbund aus dezentralen Wärmespeichern in Haushalten bei geeigneter Steuerung als flexibles Lastmanagement einsetzen lässt. Die zeitliche Verlagerung der Umwandlung von Strom in thermische Energie, die zur Beheizung von Wohnhäusern genutzt wird, stellt damit eine Möglichkeit dar, den Stromverbrauch an die gegenwärtige Situation der fluktuierenden Einspeisung durch die Erneuerbaren Energien anzupassen und somit das Netz zu stabilisieren. Darüber hinaus konnte mit Hilfe der Analyse der Ausgleichsenergiepreise für Bilanzkreisabweichungen sowie durch den Algorithmus zur zusätzlichen Strombeschaffung am Spotmarkt gezeigt werden, dass ein derartiges Lastmanagement auch ein großes ökonomisches Potenzial besitzt, das bei weiterhin steigenden Brennstoffpreisen sowie dem anhaltenden Ausbau der Erneuerbaren Energien zunehmend an Bedeutung gewinnen wird.

Literatur

- [1] Handbuch Lastmanagement, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012
- [2] M. Klobasa, Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Dissertation, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 2007
- [3] Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen, VDI-Richtlinie 4655

Online-Feuchtedetektion in PEM-Brennstoffzellen durch eine schnelle Impedanzspektroskopie (F-EIS)

Miege A.*, Steffen F.*, Freitag M.***, Luschtinetz T.*

FH-Stralsund - IRES, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, andreas.miege@fh-stralsund.de
****argus electronic GmbH Rostock*

Schlüsselwörter: PEM, Impedanzspektroskopie, F-EIS, Feuchtemanagement, FFT-Analyse, Membranwiderstand, Superposition von Sinusschwingungen

Zusammenfassung: Ein optimiertes Feuchtemanagement in PEM-Brennstoffzellen ist ein Schlüsselfaktor für einen langzeitstabilen Betrieb. Eine schnelle Feuchtedetektion ist eine essentielle Voraussetzung. Dazu wurde eine angepasste Methode der schnellen Impedanzspektroskopie (F-EIS) entwickelt, mit der während des Betriebs im Sekundenraster der Feuchtezustand bestimmt werden kann. Die Methode basiert auf einer Superposition mehrerer Stromsinusschwingungen unterschiedlicher Frequenz und einer anschließenden FFT-Analyse der Spannungsantwort. Damit kann mit einer Messung ein großer Teil des Brennstoffzellen-Impedanzspektrums erstellt werden, woraus abschließend die Membranfeuchte abgeleitet wird. Eine Brennstoffzellefeuchtebestimmung ist mit dieser Methode ohne zusätzliche Sensoren während des Betriebes der Brennstoffzelle möglich.

1. Einleitung

Der Feuchtehaushalt in Proton-Exchange-Membrane-Brennstoffzellen (PEM-BZ) hat entscheidenden Einfluss auf deren Wirkungsgrad, Betriebsstabilität und Degradation. Dabei wird der Feuchtehaushalt durch verschiedene Faktoren beeinflusst. Die dominierenden Faktoren sind die produzierte Wassermenge, die ein- und ausgetragene Feuchte und die BZ-Betriebstemperatur. Da diese in einer PEM-BZ stets unter 100°C liegt, entsteht Wasser sowohl flüssig als auch in der Gasphase. Die Feuchtebestimmung während des Betriebs ist damit entsprechend komplex. Eine einfache Methode, die online den Feuchtezustand diagnostiziert, ist somit für die Forschung und Entwicklung an Brennstoffzellen und für die Regelung von Brennstoffzellensystemen ein sehr hilfreiches Werkzeug.

Versuche zur Feuchtebestimmung mit installierten Feuchtesensoren im Kathodenpfad haben einen erheblichen Installationsaufwand und liefern keine zufriedenstellenden Ergebnisse. Insbesondere bei hohen Feuchten, langem Betrieb und Intervallbetrieb, wie es bei Brennstoffzellen häufig vorkommt, kann dem Problem des Sensorbetauens nur mit erheblichem Zusatzaufwand begegnet werden [1].

Eine oft eingesetzte Methode die ausschließlich die Manipulation und Interpretation der elektrischen Signale der Brennstoffzelle nutzt, ist die Elektrochemische Impedanzspektroskopie (EIS). Durch eine gezielte Aufprägung eines sinusförmigen Stromes (Galvano-EIS GEIS) beziehungsweise einer sinusförmigen Spannung (Potentio-EIS PEIS)

mit unterschiedlichen Frequenzen und der zeitgleichen Aufzeichnung des entsprechenden Gegensignals wird die Brennstoffzellenimpedanz bestimmt. Die Impedanz wird ausgewertet und ein Ersatzschaltbild mit feuchtesensitiven Komponenten generiert. Springer et al. zeigten, dass dabei insbesondere der Hochfrequenzwiderstand eine starke Feuchteabhängigkeit aufweist und sehr gut den Membranwiderstand abbildet [2]. Sowohl hohe Stromdichten als auch zunehmend befeuchte Eingangsgase führen zu einer Abnahme des Hochfrequenzwiderstandes [3]. Eine neue angepasste Methode zur schnellen Aufzeichnung des Impedanzspektrums und des Hochfrequenzwiderstands wird nachfolgend gezeigt.

2. Methode der schnellen Impedanzspektroskopie

Die konventionelle EIS basiert auf der seriellen Aufprägung der ausgewählten Frequenzen in Blöcken. Das hat relativ lange Messzeiten, zumeist im Minutenbereich, zur Folge hat, womit schnelle Änderungen des Membranfeuchtezustands nicht detektiert werden können. Die Abwandlung der EIS zur schnellen EIS (Fast-EIS FEIS) durch die Nutzung der Fast-Fourier-Transformation ermöglicht die Messzeit in den Sekundenbereich zu reduzieren. Als Stromanregung wird eine Überlagerung mehrerer Frequenzen eingesetzt. Der Sonderfall der rechteckigen Anregung kann durch eine Stromunterbrechung (CI) oder einen Strompuls (CP) realisiert werden (Abb.1).

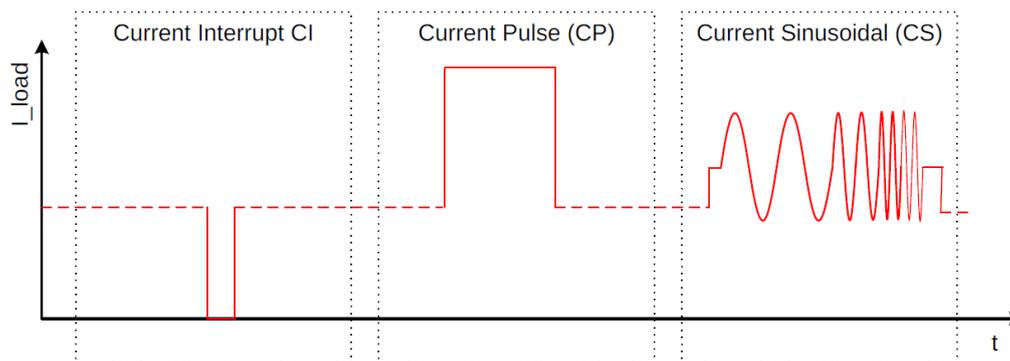


Abbildung 1: Messprinzip Stromunterbrechung, Strompuls und Sinusanregung

Tabelle 1: Vgl. der Methoden Stromunterbrechung, Strompuls und Sinusanregung

Stromunterbrechung (CI)	Strompuls (CP)	Sinusförmig (CS)
Technische Auslegung <ul style="list-style-type: none"> · 10ms Unterbrechung · dU/dI-Interpretation · fft-Analyse 	Technische Auslegung <ul style="list-style-type: none"> · 3-20ms hoher Strompuls · Steile Anstiegsrampen · dU/dI-Interpretation · fft-Analyse 	Technische Auslegung <ul style="list-style-type: none"> · 50ms Sinus-Stromprägung · Shirp/Sweep/Superpos. · fft-Analyse
Eigenschaften <ul style="list-style-type: none"> · schnelle Messung · günstige Hardware · kurze Unterbrechung der Last · keine Messung im Leerlauf möglich · geringes Signal-Rauschverhältnis bei kleinen Teillastströmen 	Eigenschaften <ul style="list-style-type: none"> · schnelle Messung · günstige Hardware · kurze Belastung der BZ · geringe Leistung je Frequenzanteil 	Eigenschaften <ul style="list-style-type: none"> · detaillierte Info über Zellkomponenten · sehr geringe Beeinflussung von Last und BZ · hohe Messgenauigkeit · hohes Signal-Rauschverhältnis

Das hohe Signal-Rauschverhältnis und die daraus resultierende geringe Ergebniswertstreuung sowie die sehr geringe Beeinflussung von Last und Brennstoffzelle sind Argumente für die Anwendung von sinusförmigen Anregungssignalen. Insbesondere die Überlagerung mehrerer ausgewählter anwendungsspezifischer Frequenzen ermöglicht eine Messung mit geringer Messzeit und hoher Zuverlässigkeit [4]. Das dabei nutzbare Frequenzband ist entsprechend dem Nyquist-Shannon-Theorem begrenzt. Die höchste Frequenzkomponente im Fourierspektrum f_{max} ist auf die halbe Abtastrate beschränkt. Die niedrigste Frequenzkomponente f_{min} ist limitiert durch die maximale Messzeit t_{mess} , welche sich aus der Abtastzeit t_{abtast} und der Anzahl der Messpunkte n_{sample} ergibt. Damit sind die theoretischen Grenzen für das nutzbare Fourier-Frequenzspektrum bestimmt. Gleichzeitig sind damit die beiden technischen Parameter (Abtastrate und Messzeit) herausgestellt, die durch Hard- und Softwareanpassungen eine Erweiterung des nutzbaren Frequenzfensters ermöglichen.

$$f_{min} = f_0 = \frac{1}{n_{sample} \cdot t_{abtast}} = \frac{1}{t_{mess}} \quad (1)$$

$$f_{max} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{t_{abtast}} \quad (2)$$

Weitere Anpassungsmöglichkeiten bieten die Frequenzauswahl sowie die Amplitude und die Phasenverschiebung je Frequenz. Bei einer gegebenen Anzahl von Frequenzen kann durch eine optimierte Phasenverschiebung (ϕ) die Amplitude (a) je Frequenz (f) maximiert werden. Tabelle 2 zeigt das Ergebnis dieses Ansatzes für eine Überlagerung von zwei Frequenzen ohne Optimierung und für vier Frequenzen mit Optimierung.

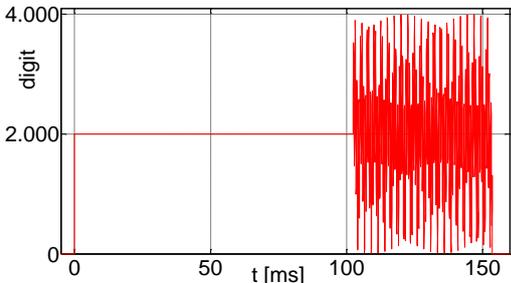
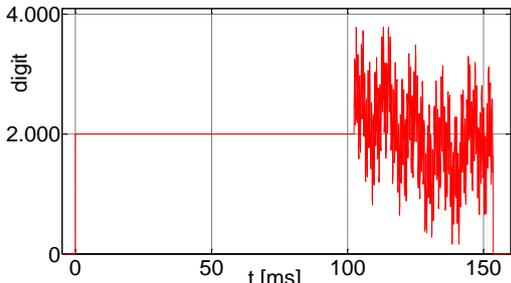
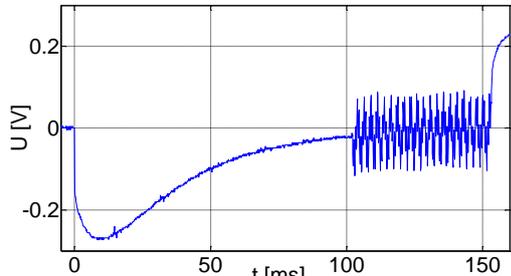
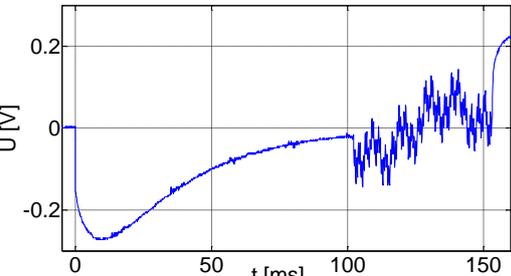
Die ausgewählten Frequenzen sind Vielfache der Grundfrequenz f_0 entsprechend Formel (1).

$$f_0 = \frac{1}{1024 \cdot 50\mu s} = 19,53125Hz \quad (3)$$

Dabei werden die Frequenzen so ausgewählt, dass keine der höheren Frequenzen mit den Harmonischen der unteren Frequenzen zusammenfällt [5]. Im Fall der Überlagerung der vier Frequenzen sind es die Vielfachen 1, 5, 21 und 82.

Dem eigentlichen Anregungssignal ist ein Stromsprung mit gleichem Offset und der doppelten Anregungsdauer ($2048 \times 50\mu s$) vorgelagert. Mit diesem Sprung wird erreicht, dass sich das System bereits bei Beginn der Messung im eingeschwungenen Zustand befindet und damit ausschließlich der Wechselanteil des Störsignals wirkt.

Tabelle 2: I-Anregungssignal und U-Messsignal für 2 und 4 überlagerte Frequenzen

<p>Strom-Anregungssignal-2f</p> <p>$f_1(82)=1601,56$ $a_1=1241,82$ $\phi_1=0$ $f_2(21)=410,156$ $a_2=758,17$ $\phi_2=0$ offset=2000</p>	<p>Strom-Anregungssignal-4f</p> <p>$f_1(82)=1601,56$ $a_1=737,24$ $\phi_1=-0,341$ $f_2(21)=410,15$ $a_2=450,20$ $\phi_2=-0,412$ $f_3(5)=97,65$ $a_3=411,20$ $\phi_3=0,548$ $f_4(1)=19,53$ $a_4=401,34$ $\phi_4=0,558$ offset=2000</p>
	
<p>Spannungsantwort-2f</p> 	<p>Spannungsantwort-4f</p> 

Aus der Spannungsantwort werden mittels Fourieranalyse (FFT) die relevanten Frequenzanteile bestimmt und in Korrelation mit den Frequenzanteilen aus dem Strom-Anregungssignal wird anschließend die Impedanz in diesen Frequenzpunkten bestimmt.

3. Membranwiderstandsbestimmung durch angepasste Impedanzspektroskopie (A-EIS)

Entsprechend der Zielstellung wurde die angepasste Impedanzspektroskopie an einer Brennstoffzelle getestet. Für den Versuch wurde eine Brennstoffzelle mit offener Kathode und Ein-Lüfter-System eingesetzt. Dadurch werden Reaktions-Kathodenluft und Kühlluft durch denselben Lüfter angetrieben. Durch den Kühlbedarf ergibt sich ein hoher Lambdawert, der im Versuch zwischen 100 und 400 variiert wurde. Alle anderen Betriebsparameter wurden konstant gehalten. Die Brennstoffzelle wurde im Konstantstrommodus mit 4A belastet, was einer mittleren Teillast zwischen 50 und 60W entspricht.

In diesem Arbeitspunkt wurden verschiedene Lambdawerte vorgegeben und deren Einfluss auf den Membranwiderstand dokumentiert (Abbildung 2). Im Zeitpunkt 0 wurde die Brennstoffzelle gestartet und erwärmt sich von Umgebungstemperatur auf Betriebstemperatur, wobei der Membranwiderstand durch die mit der Erwärmung abnehmende Feuchte steigt (A). Durch eine signifikante Erhöhung von Lambda auf 400 wird die Zelle stark gekühlt, so dass trotz des hohen kathodenseitigen Luftvolumenstromes die Feuchte in der Membran zunimmt und der Widerstand damit sinkt (B). In Phase C wird sprunghaft von einem hohen auf einen niedrigen Lambdawert (100) gewechselt. Durch die thermische Trägheit bleibt die Zelle einigen Minuten weiter auf niedriger Betriebstemperatur. Gleichzeitig sind bereits der kathodenseitige Luftstrom und der damit verbundene Feuchteausstrag sehr gering. Folglich wird in diesem instabilen Arbeitspunkt für kurze Zeit ein Minimalwert für den Membranwiderstand erreicht. Danach steigt die Temperatur durch die geringe Kühlung rasch an. Dem wird durch eine Erhöhung auf Lambda 130 in Phase (D) entgegengewirkt und führt in einen stabilen

Arbeitspunkt. Ein geringfügige Steigerung von Lambda auf 150 (E) führt, ähnlich wie in Phase (B), zu einem allmählichen Absinken der Betriebstemperatur und zum Verringern des Membranwiderstandes.

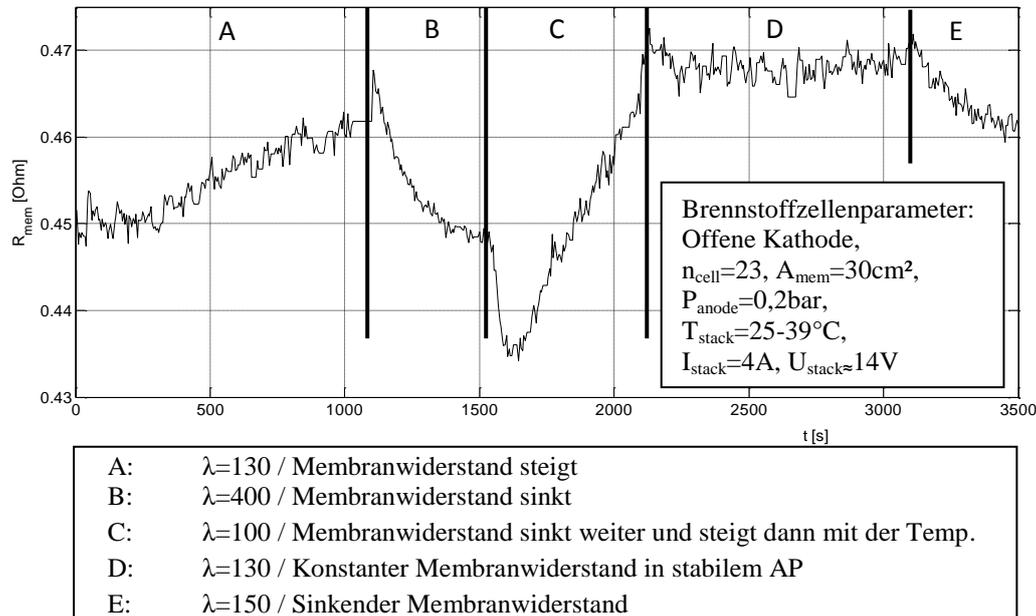


Abbildung 2: Membranwiderstand bei variierendem Lambda

Die beschriebene Messung wurde mit der eigens entwickelten Impedanzspektroskopie und vier überlagerten Schwingungen realisiert. Mit dem derzeitigen Arbeitsstand wurde damit eine Abtastrate inklusive FFT und Datenspeicherung von 0,5Hz erreicht. Diese Ergebnisse zeigen, dass mit dieser Methode bereits eine sehr detaillierte Beobachtung der Feuchteänderungsvorgänge in der Brennstoffzelle möglich ist. Die weiterführende Zielstellung ist eine weitere Erhöhung der Abtastrate auf 1Hz, um damit mit der üblichen Abtast- und Speicherrate in Brennstoffzellensystemen konform zu sein.

Die vorgestellten Arbeiten wurden im Rahmen des Forschungsvorhabens „Light2Hydrogen“ durch das BMBF (Bundesministerium für Bildung und Forschung) im Rahmen des Programms „Spitzenforschung & Innovation in den Neuen Ländern“ gefördert.

4. Referenzen

- [1] Miede, A.; Steffen, F.; Luschtinetz, T.; Jakubith, S.; Freitag, M. (2012): Real Time Water Detection for Adaptive Control Strategy in Pemfc-systems. In *Energy Procedia* 29, pp. 431–437, checked on 7/10/2013.
- [2] Springer, T. E. (1996): Characterization of Polymer Electrolyte Fuel Cells Using AC Impedance Spectroscopy. In *J. Electrochem. Soc.* 143 (2), p. 587
- [3] H. Nara, et al., Impedance analysis of the effect of flooding in the cathode catalyst layer of the polymer electrolyte fuel cell, *Electrochim. Acta* (2013), <http://dx.doi.org/10.1016/j.electacta.2013.06.055>
- [4] Creason, Sam C.; Smith, Donald E. (1972): Fourier transform faradaic admittance measurements. II. Ultra-rapid, high precision acquisition of the frequency response profile. In *Journal of Electroanalytical Chemistry* 40 (1), pp. A1-A5.
- [5] Popkirov, G. S.; Schindler, R. N. (1992): A new impedance spectrometer for the investigation of electrochemical systems. In *Rev. Sci. Instrum.* 63 (11), p. 5366.

Vorteile von Brennstoffzellen-Modulen in diversen Anwendungen

Stephan Möller, Matthias Mischke, Thomas Kott
balticFuelCells GmbH – Hagenowerstr. 73 – D-19061 Schwerin

Schlüsselwörter: SubSystem, einfache Integration, Degradationsgrad

Die balticFuelCells GmbH mit Sitz in Schwerin, wurde 2006 gegründet, um einzigartige Testsysteme für QA Brennstoffzellen-Komponenten zu entwickeln und zu produzieren. Mit dem Brennstoffzellen SubSystem kam 2012 ein zweiter Produktbereich mit vielen Anwendungsmöglichkeiten hinzu.

Ausgehend vom heutigen Brennstoffzellenmarkt werden überwiegend Brennstoffzellen entweder in ihrer puristischsten Form, als so genannte Brennstoffzellen-Stacks oder als komplette Brennstoffzellen-Systeme angeboten. Als problematisch erweist sich hierbei, dass ein Komplettsystem bereits für eine bestimmte Anwendung konzipiert wurde und sich dadurch unflexibel für andere Anwendungen erweist. Der Aufbau eines Brennstoffzellen-Systems auf Grundlage eines Stacks ist sowohl zeit- als auch kostenintensiv und setzt zudem Brennstoffzellen Know-how voraus. Eine einfache Lösung für dieses Problem bietet beispielsweise ein Zwischen-System, welches die Anwendungsflexibilität eines Stacks mit der einfachen Integrationsmöglichkeit eines kompletten Systems verbindet.

SuSy300 ist ein 300 Watt Brennstoffzellen-**SubSystem**. In diesem Subsystem wurden in einem kompakten und geschlossenen Gehäuse neben dem Stack auch Peripheriekomponenten wie bspw. Lüfter, Ventile, Druckminderer und Sensoren verbaut. Dieser Ansatz erlaubt es, das betriebsbereite Brennstoffzellenmodul ohne Brennstoffzellen-spezifisches Expertenwissen in verschiedenste Anwendungen zu integrieren. Diese und ähnliche Systeme bilden sowohl eine zeit- als auch kosteneffiziente Lösung, wenn es darum geht, Brennstoffzellen-basierte Anwendungen zu entwickeln.

Verfolgt man diesen Ansatz bei der Entwicklung von Brennstoffzellen-basierten Anwendungen, kann der Fokus ganz dem eigenen Kerngeschäft gewidmet werden. Geschäftsbereiche können erweitert werden, die ohne Zukauf eines fertigen Moduls mit enormen Forschungs- & Entwicklungskosten verbunden wären. Beim Vergleich zwischen betriebsbereiten Brennstoffzellenmodulen und kompletten Brennstoffzellen-Systemen, kommt man zu dem Schluss, dass diese nur eingeschränkte Variationsmöglichkeiten bieten und eigene Gestaltungsmöglichkeiten stark unterbinden.

Die Anpassung an das Gesamtsystem erfolgt im Falle eines Systemmoduls wie SuSy300 beispielsweise durch die Auswahl geeigneter Speicher (hier Wasserstoff) und durch die Auswahl geeigneter von DC/DC Wandlern.

Die Betriebserfahrungen und die Erfahrungen im System-Entwurf belegen die Vielseitigkeit eines Brennstoffzellen-SubSystems sehr eindeutig:

- **Stationäre Anwendungen: Beispiel Richtfunk-Strecke WEMACOM**

Zweck dieser Installation ist die autarke Energieversorgung für den DSL-Richtfunk. Bis zur Verfügbarkeit eines Stromanschlusses soll das Brennstoffzellen-Modul die durchschnittliche Systemleistung von ca. 40 Watt übernehmen und liefern.

Die Entscheidung zugunsten des Brennstoffzellen-Moduls begründet sich durch die unzureichende Leistung von Solarzellen bei Schlechtwetter, als auch im Winter. Kleinere Windenergieanlagen stellten sich aufgrund ihrer Bodennähe als problematisch heraus. Neben der ausschließlichen Nutzung des Brennstoffzellenmoduls käme hier auch eine Kombination aus BZ und PV-Anlage in Betracht.

- **Mobile Anwendungen: Beispiel ThaiGer -> Shell ECO-Marathon**

Das ursprüngliche Ziel des Projekts einen Rennwagen zu konstruieren und zu bauen, der mit umgerechnet einem Liter Benzin ca. 1.000 km fährt wurde von dem ThaiGer-Team beim diesjährigen Shell ECO-Marathon um gute 40% überboten. 1.396km mit äquivalent einem Liter Benzin und damit zweitbestes deutsches Team, sowie Platz neun der effizientesten europäischen Brennstoffzellenrennwagen lautete das Ergebnis am Ende. Die Gewinnung und Bereitstellung der Energie erfolgt über ein SubSystem und wird in SuperCaps zwischengespeichert, bevor es zum Antrieb des Rennwagens genutzt werden kann.

- **mobile Anwendungen: Beispiel Baybox -> Mit dem Fahrrad über die Alpen**

Eine weitere mobile Herausforderung stellt das Projekt „Mit dem ebike emissionsfrei über die Alpen“ dar. Die Fa. Baybox hat sich zum Ziel gesetzt, mit mehreren Gespannen aus Fahrrad und Anhänger die Alpen zu bezwingen. Der bei diesen Anforderungen hohe Energiebedarf der ebike-Akkus, soll über ein Brennstoffzellen-SubSystem gedeckt werden, das sich mit weiteren Hardwarekomponenten sowie einem geeigneten Speicher in einem der Fahrradanhänger befindet. Somit kann während der Fahrt entweder der gerade im Einsatz befindliche Akku bzw. der Zweit- oder die Ersatzakkus geladen werden.

Degradationsgrad Brennstoffzelle

Bedingt durch die diversen Anwendungsmöglichkeiten von SubSystemen ergeben sich verschiedene Anforderungen an die Lebensdauer bzw. die Anzahl der Start-Stopp-Zyklen. Während bei mobilen und portablen Anwendungen meist kurzfristige Betriebsphasen und somit häufige Start-Stopp-Zyklen fokussiert werden, stehen beim stationären Betrieb lange Betriebsphasen mit wenigen Start-Stopp-Zyklen im Vordergrund.

Um die potentiellen Anwendungsfelder

- portabel
- mobil
- stationär

abzudecken, sind hohe Anforderungen an ein SubSystem nötig.

Zum einen muss es sowohl in der Lage sein, eine ausreichende Anzahl an Betriebsstunden zu erbringen, zum anderen aber auch eine adäquate Anzahl an Start-Stopp-Zyklen gewährleisten und überstehen.

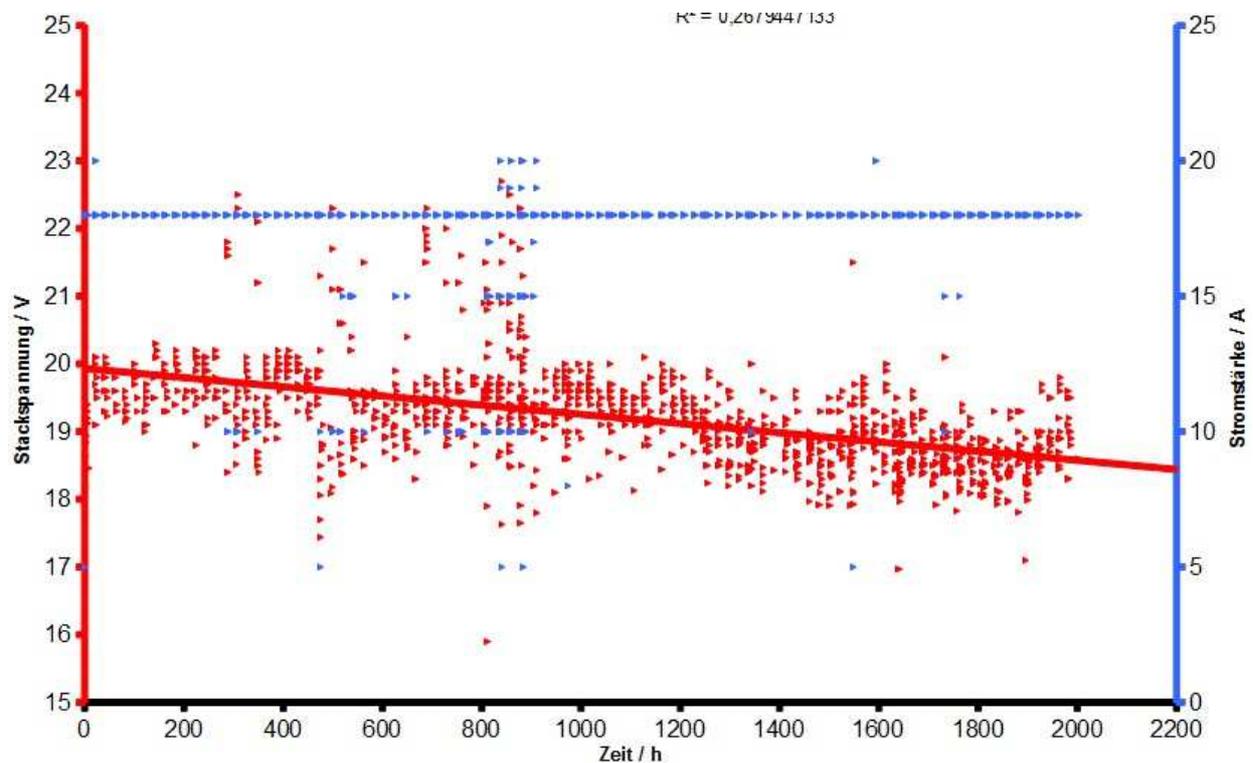
Ausgehend vom SubSystem SuSy300 wurden während der Entwicklungsphase verschiedenste Anwendungsszenarien berücksichtigt und entsprechende Versuche mit anschließenden Optimierungen durchgeführt.

Zur Abdeckung möglichst vieler Anwendungsszenarien wurde bei der Durchführung der Langzeitversuche ein Testrhythmus gewählt, der sowohl durch eine hohe Anzahl der Betriebsstunden als auch durch viele Start-Stopp-Zyklen gekennzeichnet ist.

Ein Testtag setzte sich wie im Folgenden dargestellt zusammen:

Start	Stopp	Start	Stopp
16 h Betriebsphase	2 h Ruhepause	4 h Betriebsphase	2 h Ruhepause
Testtag 24 h			

Diese Tests wurden bis zu 2.000 Betriebsstunden durchgeführt. Dies entspricht ca. 200 Start-Stopp-Zyklen. In der folgenden Abbildung ist das Ergebnis eines dieser Versuche dargestellt.



Die Degradation liegt bei SuSy300 bei ca. 23 $\mu\text{V}/\text{h}$ pro Zelle.

Stand: Sept.13

Fehleranalyse und -diagnose bei der Errichtung und dem Betrieb von PV-Anlagen einschl. deren Bewertung

Prof. em. Dr.-Ing. habil R. Müller

Dipl.-Wirtsch.-Ing. (FH) A. Rackwitz

HTWK Leipzig, Fakultät ME, Koburger Str. 62, 04416 Markkleeberg

Schlüsselwörter Photovoltaik, Mechanische und elektrische Fehler, Witterungseinflüsse, Verschattung, Mismatching, Zellfehler, Delaminierungen, Thermographie

Einleitung

In Zeiten des beschlossenen Ausstieges aus der Nutzung der Kernenergie 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. Eine wichtige Rolle spielt dabei die photovoltaische Stromerzeugung, obwohl deren Anteil an der Deckung des Gesamtbedarfes noch relativ gering ist. Allerdings ist der überproportionale Leistungszubau in den letzten Jahren auch mit einem stark ansteigenden Anstieg der Mängel an PV-Anlagen verbunden. Aus diesem Grund hat sich die Fakultät Maschinen- und Energietechnik der HTWK Leipzig dazu entschlossen, in Zusammenarbeit mit dem Leipziger Verein Solar-City e.V. kontinuierlich über einen längeren Zeitraum eine grundlegende Untersuchung an verschiedenen bestehenden PV-Anlagen hinsichtlich der bei der Errichtung und dem Betrieb auftretenden Fehlern durchzuführen und den Anlagenbesitzern entsprechende Hinweise zur Verbesserung der Effizienz der Anlagen zu unterbreiten.

Summary

Because of the continuously rising demand of fuels (for example coal and oil) and energy costs as well as the resolved nuclear phaseout, it is advisable to analyse different alternatives of the generation and supply of electrical and thermal energy with renewable forms of energy concerning the technical optimisation and economical operation. This was the reason why the Faculty of Mechanical and Energy Engineering of the Leipzig University of Applied Sciences step by step built up test rig called "renewable forms of energy" in the last twelve years. The enormous establishment of photovoltaik systems in the last years in Germany is tied with a lot of defects which were not found out immediately and involved a lower annually energy production. Therefore in the last years a lot of photovoltaik systems in Saxony were analysed by the Leipzig University of Applied Sciences in cooperation with the association Solar City Leipzig e.V. The objective of the analyses was to find reasons for the mechanical and electrical defects and suggest improvements of the efficiency to the owners. It is planned to continue these investigations in next years.

Regenerative Energien – ein wesentlicher Bestandteil der studentischen Ausbildung an der Fakultät ME der HTWK Leipzig

Für die Demonstration und Analyse der verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten der erneuerbaren Energien mit ihren Vor- und Nachteilen 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.



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

Der im Bild 1 dargestellte Komplexversuchsstand umfasst neben einer zweiachsig nachgeführten 1 kW_p Photovoltaik-Anlage für den Netzparallel- und Inselbetrieb zwei Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 1 kW (Auftriebsläufer) und 0,3 kW (kombinierter Savonius-Darrieus-Rotor als Widerstandsläufer) sowie eine thermische Solaranlage (1,2 kW_{th}) für die Beheizung des Versuchsgebäudes in den Herbst- und Wintermonaten. Eine 0,4 kW Solar-Stirling-Anlage präsentiert als Beispiel eine dezentrale Energieversorgungsmöglichkeit für sonnenreiche Länder. Für die Verbesserung der studentischen Ausbildung in verschiedenen Bachelor- und Masterstudiengängen wurden in den letzten beiden Jahren die Versuchsanlagen um eine kleine rechnergestützte nachgeführte PV-Anlage, eine Luft-Wärmepumpe und einen Prüfstand für einzelne PV-Module erweitert, die aus Platzgründen in einem ehemaligen Industrie- und heutigen Laborgebäude errichtet wurden.

Das Projekt „Analyse und Bewertung von Fehlern an PV-Anlagen“

Die gute geographische Lage Sachsens mit einer relativ guten jährlichen solaren Einstrahlung im Bereich von 980 bis 1.030 kWh/m²*a und vielen seit der politischen Wende vor über 20 Jahren brachliegenden Flächen begünstigt seit einigen Jahren die Errichtung einer Vielzahl von PV-Anlagen in sehr unterschiedlichen Leistungsklassen (von wenigen kW bis zu 40 MW). Eine Vielzahl weitere Anlagen befindet sich derzeit in der Planungsphase. Voruntersuchungen haben gezeigt, dass die meisten Betreiber von PV-Anlagen nur die deutlich auffälligen Defekte und Fehlfunktionen erkennen und nicht aber die vielen der weniger auffallenden Funktionsmängel, durch die deren Anlage nicht die volle Leistung erzielt. Aus diesem Grund wurden in den letzten Jahren eine grundlegende Untersuchung an verschiedenen bestehenden PV-Anlagen hinsichtlich der bei der Errichtung und dem Betrieb auftretenden Fehlern durchgeführt und den Anlagenbesitzern entsprechende Hinweise zur Verbesserung der Effizienz der Anlagen unterbreitet. Kooperationspartner der HTWK Leipzig ist bei diesem Projekt der Leipziger Verein Solar-City Leipzig e.V.

Bei den Untersuchungen wurden verschiedene PV-Anlagen im unteren Leistungsbereich bis 30 kW zunächst unter allgemeinen Planungsrichtlinien und der Auswahl der technischen Komponenten sowie sämtlichen Zubehör begutachtet, anschließend wurden verschiedene elektrische Versuchsreihen durchgeführt. Einzelne PV-Module wurden außerdem in den HTWK-eigenen Versuchslaboren verschiedenen Tests unterzogen. Dabei hat es sich gezeigt, dass die erkennbaren Fehler größtenteils auf Mängel bei der Planung und Errichtung der Anlagen (mechanische Fehler) zurückzuführen sind, teilweise aber auch bereits im Herstellungsprozess der Anlagenkomponenten (elektrische Fehler) entstanden sind.



Bild 2: Einteilung der Fehlerarten von PV-Anlagen

Im Bild 2 sind in einer Übersicht die einzelnen Fehlerarten unter Bezug auf die verschiedenen Anlagenteile und die äußeren Einflüsse auf die PV-Anlage dargestellt. Für die weiteren Untersuchungen wurden die einzelnen Anlagen nach den am häufigsten auftretenden Fehlern analysiert. Hierbei kann eine Einteilung in mechanische und elektrische Fehler vorgenommen werden, wobei Erstere mit ca. 70 bis 80% eindeutig überwiegen.

Analyse von mechanischen Fehlerquellen

Bereits bei der Planung von PV-Anlagen ist es wichtig, alle möglichen Fehlerquellen, die den Ertrag mindern können, von vornherein auszuschließen. Die durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass an PV-Anlagen vorwiegend folgende Fehler auftreten können:

- Fehler bei der Befestigung der Module / Modulkonstruktion (Wind-/Schneelast)
- Nichtbeachtung von Verschattungsquellen
- Keine oder nur ungenügende Hinterlüftung der PV-Module
- Fehler in der Ausführung der Elektroinstallation
- Falsche Auswahl der Bauteile / elektrischen Komponenten (Kabel, Wechselrichter usw.)

Die Montage der PV-Anlage erfolgt bei kleinen Anlagen vorwiegend auf dem Hausdach auf der bestehenden Dachabdeckung, um sie beispielsweise vor einem unbeabsichtigten Zugriff und vor Beschädigungen zu schützen. Es ist aber dabei zu berücksichtigen, dass bedingt durch das Eigengewicht von Modulen und der Tragkonstruktion (vorwiegend in metallischer Ausführung aus Aluminium oder verzinkten Stahl) das Dach zusätzlich belastet wird. Aber auch Schneelasten, die bei geringen Dachneigungen von weniger als 20° für eine gewisse Zeit nicht von den Modulen abrutschen können, sowie Windlasten, die sich sowohl in Zug- als auch in Druckkräften auswirken, sind bei der Vorabprüfung der Statik des Daches einzubeziehen. In der Regel werden die genannten Belastungen durch die Dachkonstruktion mit aufgefangen. Um möglichen Schäden an dem Montagegestell vorzubeugen, sollten in einer Anlage unterschiedliche metallische Materialien (z.B. verzinkter Stahl und Aluminium) nicht eingesetzt werden, um der Gefahr einer Kontaktkorrosion durch die Bildung von galvanischen Elementen entgegenzuwirken. Mögliche Folgen aufgrund einer Unterdimensionierung des Montagegestells sind in den nachfolgenden Bildern 3 und 4 dargestellt.



Bilder 3 und 4: Schneelasteinflüsse – unterdimensioniertes Montagesystem und Modulbeschädigungen

Bei der Errichtung der PV-Anlage sollte darauf geachtet werden, dass zwischen der Dachoberfläche und den Modulen ein gewisser Abstand eingeplant wird, um eine angemessene Hinterlüftung der PV-Module zu erzielen. Untersuchungen an der HTWK-eigenen PV-Anlage haben ergeben, dass selbst bei komplett hinterlüfteten Anlagen in den Sommermonaten an der Rückseite der PV-Module Temperaturen bis über 55°C gemessen wurden. Im Bild 5 ist stellvertretend dafür der Verlauf von Luft- und Modultemperatur an dieser Anlage im Juli eines Jahres dargestellt.

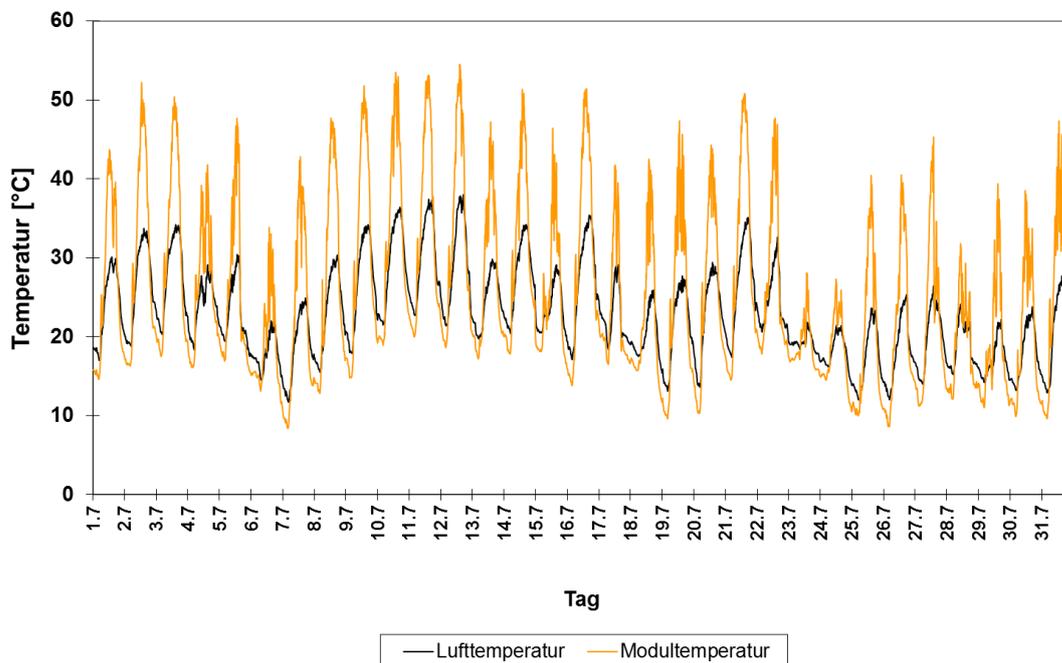


Bild 5 Luft- und Modultemperatur an der PV-Anlage der HTWK Leipzig im Monat Juli

Unter dem Gesichtspunkt eines negativen Leistungskoeffizienten bei dem Halbleiter Silizium von - 0,5%/K und der bei einer Standardtemperatur von 25°C gemessenen Modulnennleistung treten bei Modultemperaturen von 55°C bereits Leistungsverluste in Höhe von ca. 15% auf. Bei hohen solaren

Einstrahlungen in den Sommermonaten mit damit verbundenen hohen Temperaturen von bis zu ca. 80°C können diese Leistungsverluste bis zu 30% betragen.

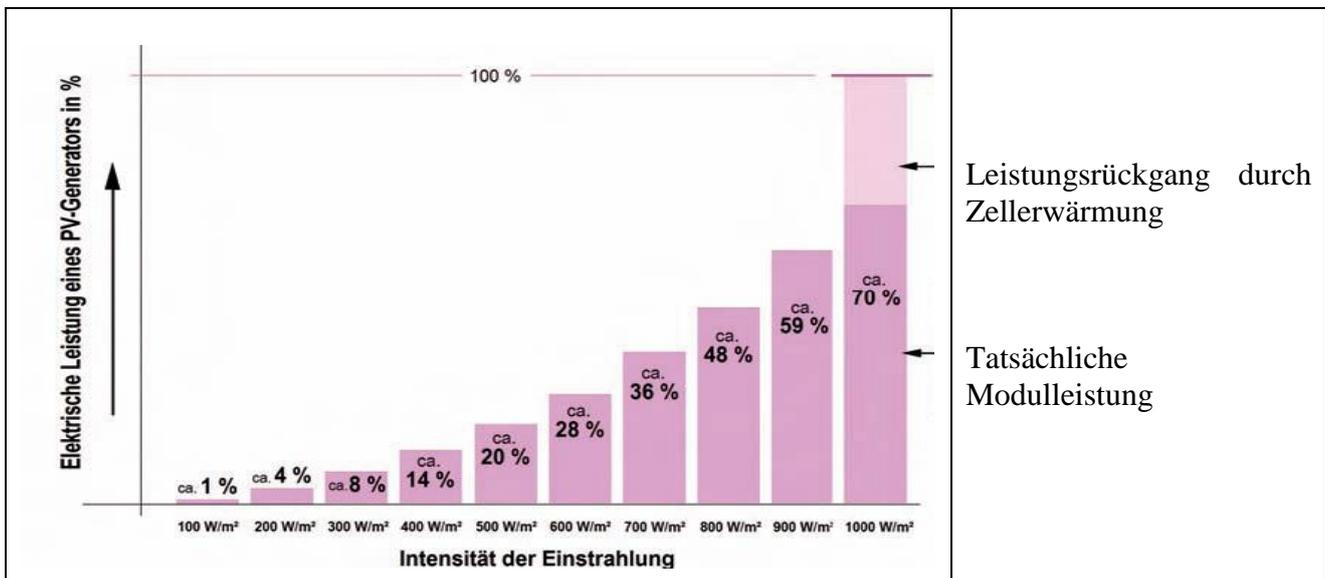


Bild 6: Leistungsverluste an PV-Modulen in Abhängigkeit der solaren Einstrahlung und den damit verbunden hohen Luft- und Modultemperaturen

Das Auftreten von Verschattungen ist generell ein entscheidendes Problem von photovoltaischen Anlagen, weil die einzelnen PV-Module mit ihren Solarzellen in Reihe oder parallel miteinander verschaltet sind und sich bereits kleine Verschattungen auf den Ertrag eines kompletten Strangs einer PV-Anlage negativ auswirken können. Bei einer Reihenschaltung von PV-Modulen wird beispielsweise die Stromstärke im gesamten Strang durch das schwächste (verschattete) Modul bestimmt. Diese Inhomogenität wird als Mismatching bezeichnet und ist grafisch im Bild 7 dargestellt.

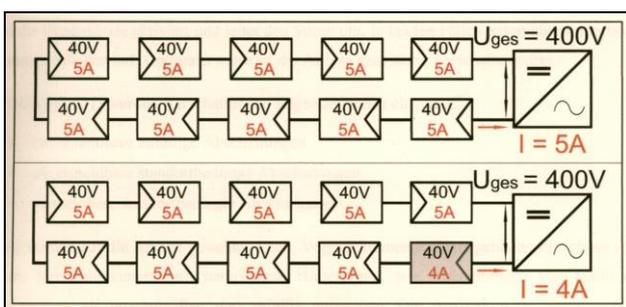


Bild 7: Mismatching am Beispiel eines verschattungsfreien und eines teilverschatteten PV-Strangs

Während der beispielsweise oben im Bild 7 dargestellte PV-Strang verschattungslos arbeiten kann und eine Leistung von 2kW erreicht, ist bedingt durch die Teilverschattung eines Moduls im unteren PV-Strang nur eine Leistung von 1,6kW möglich. Die Ursache hierfür liegt in der durch die Teilverschattung niedrigeren Stromstärke in einem Modul, wodurch der gesamte Strang nur ca. 80% der Nennleistung erreicht.

Aus diesem Grund ist der Aspekt einer möglichen Verschattung von PV-Anlagen eine Fehlervariante, die nach Möglichkeit auf jeden Fall bei einer guten und vorausschauenden Planung verhindert werden kann bzw. muss. Einziger Kompromiss ist eine geringe Verschattung von PV-

Anlagen in den frühen Morgen- und späten Abendstunden, da der damit verbundene Ertragsausfall bedingt durch die geringere solare Einstrahlung als vernachlässigbar eingestuft wird. Die nachfolgenden Bilder 8 und 9 zeigen stellvertretend 2 oft auftretende Verschattungsvarianten.



Bilder 8 und 9: Verschattung durch Dachgauben bzw. benachbarte Gebäude

Um die durch eine Verschattung bedingte Ertragsminimierung nach Möglichkeit auf ein Minimum zu begrenzen, sollte bereits bei der Anordnung und Verschaltung der Module darauf geachtet werden, dass möglichst nur wenige Module bzw. PV-Stränge betroffen sind. In den nachfolgenden Bildern 10 und 11 sind entsprechende Verschaltungsbeispiele dargestellt.

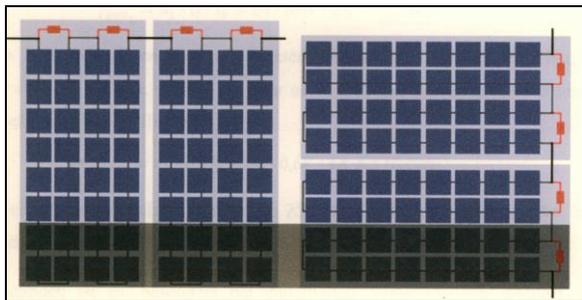


Bild 10: Anordnung der Module bei teilweiser Verschattung (Links: falsch, rechts: richtig)

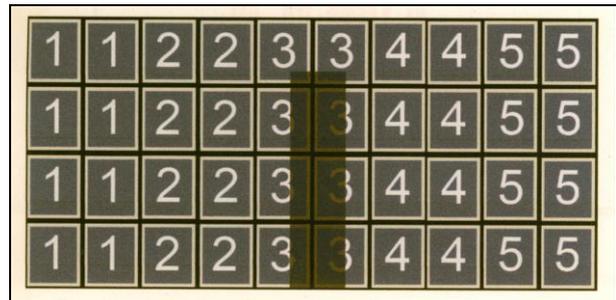
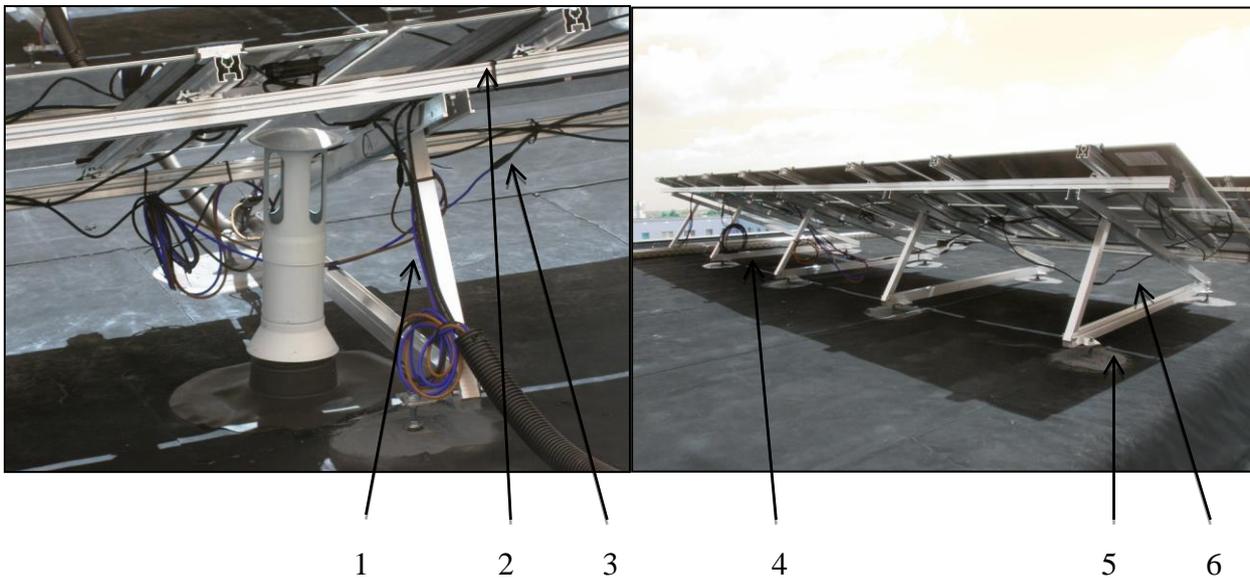


Bild 11: Beispiel für die richtige Verschaltung von Modulen zu einzelnen Strängen

Die stärkere Beeinflussung weniger Strings ist dabei, zugunsten der besseren Leistungen der anderen Stränge, in Kauf zu nehmen. Der im Tagesverlauf horizontal über die Anlage wandernde Schatten beeinflusst immer nur einen Strang, so dass nicht alle Stränge von dem Effekt des Mismatching betroffen sind.

Ein weiteres Problem besteht in der Installation der elektrischen Anlage. Bei Anlagen mit mehreren PV-Strängen kann es durch die Unterbrechung eines Stranges zu Leistungseinbußen kommen, deren Ursache nicht sofort ersichtlich ist. Oft kommen beispielsweise Leitungen, Steckverbindungen und Befestigungsmaterial zum Einsatz, die nicht UV-beständig sind und mit der Zeit porös werden bzw. korrodieren. Aber auch die unzureichende Verlegung von Leitungen bzw. deren unterdimensionierte Auswahl kann zu deren Beschädigung und damit verbundenen Ertragsausfällen führen. Aus diesem Grund ist bereits bei der elektrischen Planung der Anlage auf die ordnungsgemäße Auswahl der sämtlicher elektrischen Komponenten zu achten. Die Errichtung der

elektrischen Anlage sollte deshalb ausschließlich von entsprechendem Fachpersonal vorgenommen werden.



Bilder 12 und 13: Fehler bei der Elektro-Installation von PV-Anlagen

Bei der Begutachtung der verschiedenen PV-Anlagen sind einige Fehlerquellen aufgetreten, die auf den ersten Blick nicht als solche eingestuft werden und sich erst mit fortschreitender Betriebsdauer auf die Funktionsfähigkeit und den Ertrag der PV-Anlage negativ auswirken können. In den Bildern 12 und 13 sind die häufigsten Fehler dargestellt:

- | | |
|--|--|
| 1 Scheuerkanten bei lose verlegte Leitungen | 4 Verlegte Leitungen mit Reservebündel |
| 2 Nicht UV-beständiges Befestigungsmaterial | 5 Fehler in der Fußbodenhalterung |
| 3 Nicht befestigte Leitungen bzw. Verbindungen | 6 Lose hängende Leitungen |

Analyse von elektrischen Fehlerquellen

Neben den bereits beschriebenen mechanischen Fehlerquellen gibt es weitere Fehler, die auf den ersten Blick nicht erkennbar sind, sondern jeweils eine tiefere und genauere Prüfung erfordern. Die Suche nach fehlerhaften Stellen innerhalb einer PV-Anlage an einzelnen Modulen / Strängen kann dabei sehr aufwendig und zeitintensiv sein, so dass ein Teil dieser Analysen mit den an der Fakultät ME der HTWK Leipzig vorhandenen Laboreinrichtungen unter Einsatz einer Thermokamera durchgeführt wurde und sich hierbei auf die in den PV-Anlagen eingesetzten PV-Module konzentrierte.

Es hat sich gezeigt, dass die Leistungsminderungen oftmals durch einen Temperaturanstieg der entsprechenden Bereiche (z.B. einzelne Zellen) entstehen. Als Ursachen hierfür können vorrangig einzelne defekte Zellen, erhöhte Übergangswiderstände an elektrischen Verbindungen (von den Solarzellen untereinander oder an der Stelle zu den Modulanschlussleitungen) genannt werden, aber auch die durch einen Kurzschluss in der Modulanschlussdose aktivierte Schaltung von Bypassdioden sowie die durch Verschattung oder Zellfehler bedingten Hot Spots

(unverhältnismäßig hohe Erwärmungen) in einzelnen Modulbereichen sind an dieser Stelle zu nennen. In den nachfolgenden Bildern 14 bis 18 sind einige Fehler dargestellt und erläutert, die auf den ersten Blick völlig unauffällig und für den Betrachter mit bloßem Auge nicht sichtbar sind, jedoch durch den Einsatz einer Thermokamera nachweislich eine an einigen Modulstellen erhöhte Temperatur und eine damit verbundenen Leistungsminderung bewirken können.

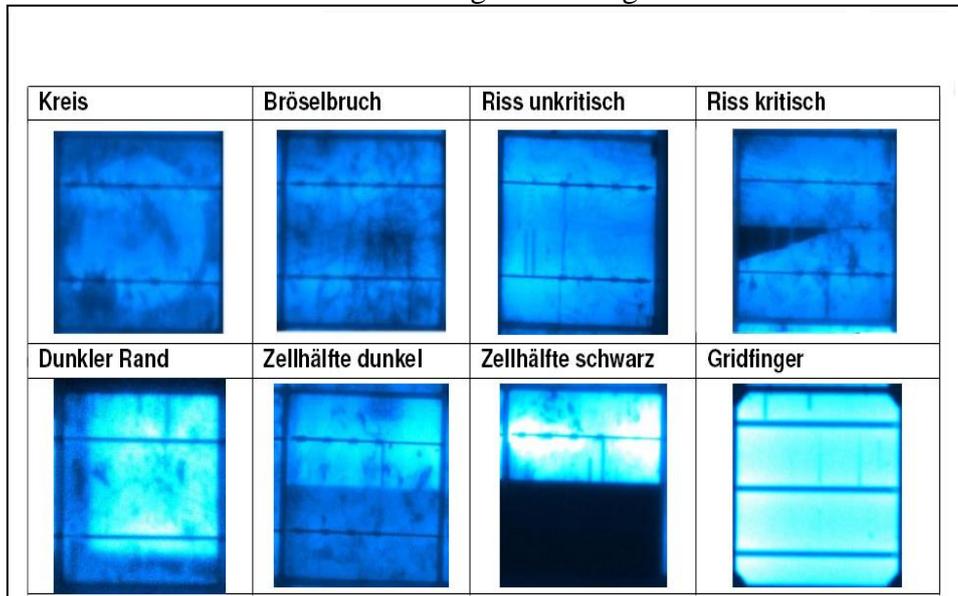


Bild 14: Mit einer Wärmebildkamera analysierte Fehler in Solarzellen

Im Rahmen der Tests wurden zahlreiche Zellen einzelner Module untersucht und im Bild 14 in einer Übersicht entsprechende, auf den ersten Blick nicht sichtbare Fehler dargestellt. Diese defekten Zellen können in Abhängigkeit der Schwere des Fehlers die Modulleistung im schlimmsten Fall auf ein sehr geringes Minimum beschränken. Die Fehler in Modulen sind in der Regel mit relativ hohen Betriebstemperaturen an den Fehlerstellen verbunden, so dass es in verschiedenen Untersuchungen unter Nutzung einer Thermokamera möglich ist, diese Schwachstellen eindeutig zu erkennen. In den nachfolgenden Bildern 15 und 16 sind entsprechende Ergebnisse dargestellt.

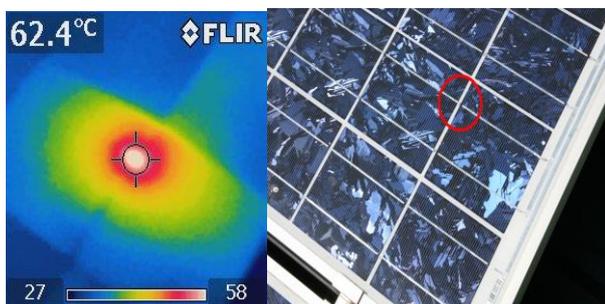


Bild 15: Zelltemperaturerhöhung durch kalte Lötstellen

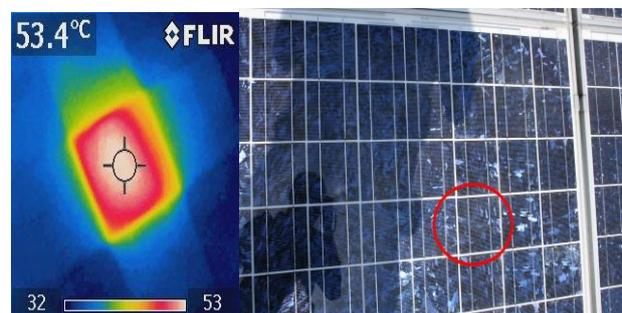


Bild 16: Zelltemperaturerhöhung durch Mikrorisse

Während bei diesen Beispielen die Fehler wenigstens noch einen eingeschränkten Betrieb des PV-Moduls ermöglichen, ist bei dem im Bild 17 dargestellten PV-Modul auf jeden Fall dessen sofortiger Austausch zu empfehlen. Die kalten Lötstellen haben nicht nur die Leiterbahnen

zwischen zwei benachbarten Solarzellen zerstört, sondern auch das Solarglas in Mitleidenschaft gezogen, so dass hier nicht mehr der Schutz des PV-Moduls vor den unterschiedlichen Witterungseinflüssen gewährleistet werden kann.



Bild 17: Glasbruch infolge zu hohen Zelltemperaturen bedingt durch kalte Lötstellen

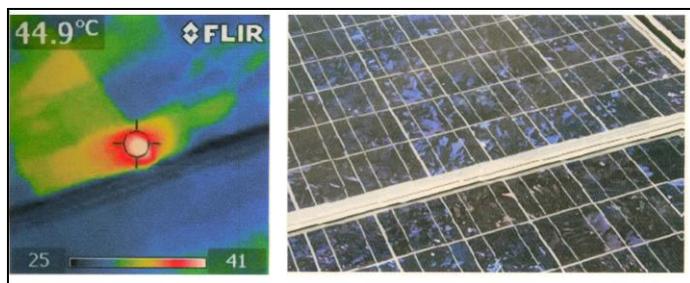


Bild 18: Unzulässige Modulerwärmung bedingt durch eine defekte Anschlussdose eines PV-Moduls

Im Bild 18 ist als weiteres Beispiel eine Temperaturerhöhung in einer Anschlussdose dargestellt, die sich auf der Rückseite eines PV-Moduls befindet und auf den ersten Blick als völlig unauffällig angesehen werden kann. Die Messung mit der Thermokamera hat bei diesem Modul eine Betriebstemperatur von fast 45°C an der Anschlussdose ergeben, welche bei diesem Modul nach eingehender Prüfung der Anschlussdose auf eine kalte Lötstelle an einer Klemmverbindung zurückzuführen ist. Es ist deshalb zu empfehlen, die Leitungsverbindungen zwischen den einzelnen Modulen in bestimmten Abständen immer wieder zu kontrollieren.

Generell kann festgestellt werden, dass ca. 80% und somit ein Großteil der elektrischen Fehler an PV-Modulen auf Zellrisse, Kurzschlüsse im Modul oder fehlerhafte „kalte“ Lötstellen entfällt. Die restlichen 20% sind vorwiegend in so genannten Delaminierungserscheinungen begründet, welche eine Verschlechterung des Modulwirkungsgrades durch alterungsbedingte Veränderungen im Halbleitermaterial bewirken. Im Bild 19 ist eine entsprechende PV-Anlage mit defekten Modulen dargestellt



Bild 19: Module mit Delaminierungen

Dabei treten nach mehreren Betriebsjahren Verfärbungen an der Kunststoffeinkapselung des Moduls auf, wodurch die Transmissions-eigenschaften schlechter werden und zusätzliche Wärme vom Modul absorbiert wird. Eine unzulässig hohe Erwärmung der betreffenden Modulbereiche ist die Folge. Schreitet die Delamination so weit fort, dass die Solarzellen Feuchtigkeit und Umgebungsluft ausgesetzt sind, treten Zellkorrosionen und -verfärbungen in zunehmendem Maße auf und mindern die Leistungsfähigkeit eines PV-Modul noch einmal kräftig.

Rückschlüsse und Empfehlungen hinsichtlich der Vorbeugung von Fehlern bei der künftigen Planung / Errichtung von PV-Anlagen

Die Analyse der einzelnen PV-Anlagen hat ergeben, dass der Großteil der erkannten Fehler vorwiegend auf die folgenden Anlagenteile beschränkt ist.

	Erkannte Probleme	Beschreibung von Folgen / Ursachen
Modul	Befestigungen Delaminierungen	„aufgerollte“ Montagesysteme Leistungsminderung
	Hot Spots	Überhitzung durch Kontaktprobleme infolge kalter Lötstellen
	Verschattungen Beschädigungen	örtlich/temporär/Nachträglichkeit Hagel/Sturm/Blitzschläge
Wechselrichter	Unterdimensionierung	Kappung von Leistungsspitzen in den Mittagsstunden
Zubehör	Temperaturen	Zu warmer Aufstellungsort
	Kabelquerschnitte Steckverbindungen	zu geringe Auslegung der Kabel Korrosion

Bedingt durch den jährlichen steigenden Zubau an PV-Anlagen werden aus gegenwärtiger Sicht die genannten Anlagenmängel ebenfalls überproportional zunehmen. Um diesen entscheidend vorzubeugen, sollte die Planung und Installationen ausschließlich durch qualifizierte Fachfirmen mit entsprechenden Referenzen durchgeführt werden, die zudem die Statik des Gebäudes / Daches fachgerecht unter dem Gesichtspunkt möglicher Wind- und Schneelasten beurteilen können. Des Weiteren sollte die Verschattungssituation in Bezug auf mögliche Mindererträge im Vorfeld überprüft werden. Weiterhin ist es erforderlich, dass nach Fertigstellung der Anlage sämtliche vorliegende Dokumente an den Bauherrn übergeben werden. Für die Vorbeugung möglicher Schäden im Laufe der Betriebsdauer bzw. zur finanziellen Absicherung sollte außerdem über den Abschluss eines Wartungsvertrages oder einer Allgefahrenversicherung nachgedacht werden.

Zusammenfassung

Die im Rahmen von Abschlussarbeiten und in Zusammenarbeit mit Solar-City Leipzig e.V. durchgeführten Untersuchungen an einzelnen PV-Modulen und kompletten PV-Anlagen haben gezeigt, dass es eine Vielzahl von Fehlern gibt, deren Ursache bereits in der Planung und der Installation von PV-Anlagen begründet ist und die sich sehr stark auf die Funktionsweise und den Ertrag auswirken. Aus diesem Grund ist es erforderlich, dass unter dem Gesichtspunkt der immer weiter zunehmenden Installation von PV-Anlagen der Schwerpunkt bereits auf die Intensivierung der Planungsleistungen zu legen ist. Es ist angedacht, dass Vorhaben in der nächsten Zeit weiterzuführen.

THE BRAZILIAN SCENARIO FOR THE ELECTRIC CAR
ARTUR KRAUSS NETO AND SÉRGIO H.L. CABRAL
FURB – FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE REGIONAL DE BLUMENAU
BRAZIL

Abstract - Given the growing awareness of environmental issues and taking into consideration the quality of life, represented by actions towards the preservation of natural resources as the constant fight against pollution, the electric car has become a milestone in the development of alternative technologies for reaching the sustainability and it is gradually becoming reality in the global market, although many barriers are to be overcome, yet. Based on these facts and on the growing participation of the Brazilian economy in the world, this article analyzes the status of the electric car in key global markets with emphasis on the Brazilian scenario. For the sake of reference, it starts with a review of the present status of technology of the electric car with a short discussion of its engineering philosophies and available technologies. As the most important result is the conclusion that Brazil presents unique and single conditions to become a promising leading market for the electric car thanks especially to the predominance of renewable energy in its energy matrix as well as the dimension of its modern and growing market of cars.

Keywords: Electric car; Sustainability; Car market; Brazil; Electric motor.

1 INTRODUCTION

Mobility is recognized as being a key factor for the development of the global economy, coupled with the guarantee of social welfare. However, since it is equally important for the economy and society, the growth of the transportation sector has also brought concerns related to quality of life, environment and sustainability of energy matrix of most of developed and under development nations.

Notably, all the means of inland transportation demand a large amount of fossil fuel consumption in the world, in its great majority, diesel oil and petrol or gasoline obtained from petroleum for fueling internal combustion engines, which represents a significant emission of air pollutants, especially in urban centers, and then end up involved in public health issues. On the other hand, automotive propulsion systems wholly or partially based on electricity can achieve significant reductions in pollutant (CO₂, basically) emissions and decisively contribute in reducing environmental problems and dependence on fossil fuels that are limited.

In turn, in recent decades, industries, government agencies and universities have gathered efforts for finding the feasibility of the electric car because of its advantages and preferable mean of daily transportation of individuals. Thus, much has been invested in research and development of technologies for enabling the electric car to overcome its limitations for achieving the minimum performance requested by consumers. With this aim, there has been also significant investment from government agencies to encourage the production and interest in such a car type as well as to provide adequate infrastructure for its fueling and operation.

Thus, based on the above described issues this article starts with an analysis of concepts and technologies related to the existing electric car, followed by a brief review of its historical development. In the sequence, it is discussed the current stage of development of the electric car with emphasis on the markets where it has become a reality in view of identifying the path taken by countries that are at the forefront of the establishment of this segment in order to assess the situation of Brazilian market for the electric car in this context. At last, it is suggested which strategies should be adopted to support a necessary change towards the electric car.

2 THE ELECTRIC CAR: CONCEPTS AND CHARACTERISTICS

The electric car involves multidisciplinary and complex technologies and includes the pure electric car, or battery electric car, in which the battery is the only source of energy available to move the car, as well as the hybrid electric car, which uses two or more power sources for powering it. Typically, one of the power sources of a hybrid car is an internal combustion engine that is coupled to a battery pack and to an electric motor. On the other hand, there is also the fuel cell electric car which actually is a specific type of electric car, which fuel cells are one of the sources of energy. In this case, hydrogen cell is the most well-known example.

For hybrid cars with different power supplies there are various configurations and control strategies to feed its propulsion system, which result in different operating characteristics and performance. These different topologies for the electric car are presented in the sequence.

2.1 TOPOLOGIES OF THE ELECTRIC CAR

The simplest configuration for an electric car is the pure electric car, shown in Figure 1.

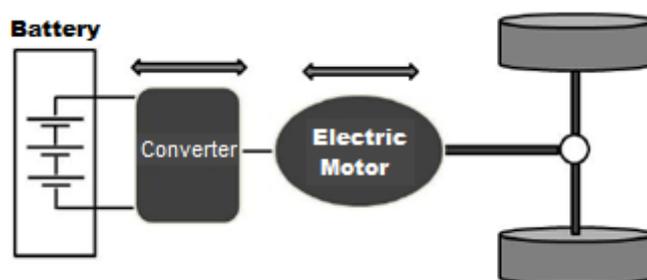


Figure 1 - Battery electric car.

For this configuration a set of batteries feeds an electronic converter that, in turn, drives an electric motor. This electric motor provides mechanical power to the wheels by a system of differential gears and a clutch. It is important to mention that there is the plug-in electric car, in which the battery pack can be recharged thoroughly by an external supply, such as a residential outlet, for example.

As an alternative to the pure electric car there is the hybrid electric car, for which there are numerous structures of construction. However, the two main basic conceptions are the series hybrid and the parallel hybrid electric car [1]. The series hybrid electric car is illustrated in Figure 2, in which it is clear the combination of two power sources.

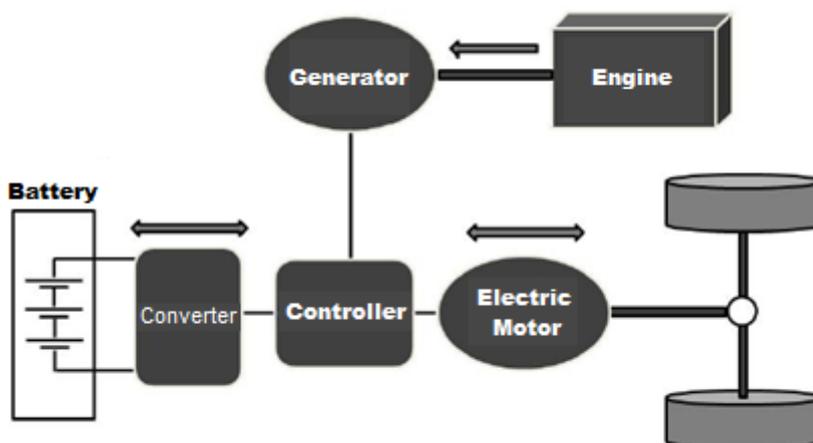


Figure 2 – Series hybrid electric car.

The traction system of this car is provided only by the electric motor. However, the energy required to drive this motor is a combination of independent power sources.

In a situation when a high power is required, such as during acceleration, both the battery and the combustion engine provide power to the electric motor. Otherwise, during braking, the battery

system will be powered by the combustion engine and at the same time by the restored kinetic energy of the car. At this moment, the electric motor will thus operate as an electric generator.

In turn, the parallel hybrid car is a combination of two types of traction, as shown in Figure 3. Both the electric motor and the combustion engine operate together through clutches, in order to move the car. However, each motor may also be disconnected, which makes it possible to traction by only using the internal combustion engine or the electric motor.

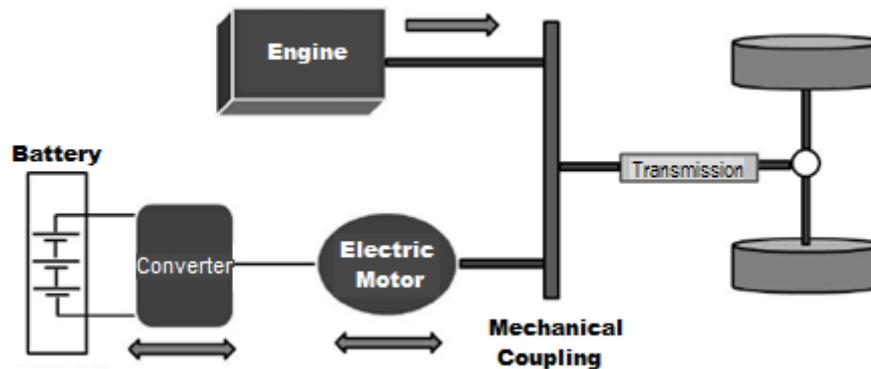


Figure 3 – Parallel hybrid electric car.

Another possible combination is known as a series and parallel arrangement. By adding a mechanical connection between the combustion engine and the transmission system in series configuration it is obtained a combination of the operation modes series and parallel, allowing directing the energy produced by the combustion engine for both battery charging as for traction the car.

3 DEVELOPMENT OF THE ELECTRIC CAR

The development of the electric car has a long history, dating back more than one whole century. It appeared even before the combustion engine car and its apex of production and commercialization took place between 1890 and 1910, in Europe and in the United States, when electric car was preferred for not bringing the drawbacks of internal and external combustion automobile, such as noise, smoke, effort and risk to their integrity when starting the internal combustion engines by cranking. It should be also included the delay and the risk of fire in case of an external combustion engine (steam cars) [2], [3]. However, around 1905 the petrol car started to gain notoriety because of its better performance coupled with greater autonomy and thus a better cost-benefit and a lowest initial investment. Thus, most of research and development efforts got focused on petrol or gasoline car, since at that time there was enough motivation to invest in a then

underperformed technology and thus the leadership of the electric car got overtaken by the petrol car [4]. After a long period with little or no development the enthusiasm for the electric car resurged somehow in the late of the 80s, when this car began to have a marked progress, both psychologically and technologically, thanks to environmentalists who increased their pressure on governments that became forced in giving subsidies to car industries for making the electric car as a reality. However, in the 1990s, producers of electric car (pure, then) agreed that their efforts in research and development of technologies for zero emission cars would be limited by the then inadequate battery technologies. Then, several producers began to develop hybrid types of electric car to overcome the problems of battery, namely lifetime span and autonomy that compromised the pure electric car [5].

In fact, today, the hybrid electric car presents the best suited technology to the market because it not only meets all the basic requirements of users, like cost, performance and autonomy near of the internal combustion car as well as it helps to reduce levels of noise and air pollution, complementing the offer of means of transport. On the other hand, hybrid electric car allows diversifying the energy matrix of the transport sector without complete dispensing of the use of new energy sources. Rather, the hybrid car needs fuel for its combustion engine, ranging from fossil fuels, which maintains all relevant existing oil industry and infrastructure, to alternative fuels, which promotes the development of green fuels as biodiesel and ethanol. As a remarkable example, Brazil has become a world leader in production and sale of cars with green fuel technology. This could be so thanks to public policies implemented since the oil crisis in the 70s, through the Brazilian government program named "Proálcool".

4 ENERGY ISSUES

In countries of Europe, North America, and Asia the pure electric car cannot be considered as a promising solution for reducing the emission of air pollutants. After all, although this car is not pollutant, there is a strong and significant emission of air pollutant substances yielded by thermal (diesel burning, essentially) electricity generation to feed batteries of the electric car and thus the amount of emission is similar to that summed from all petrol cars.

Nevertheless, the level of pollution related to power generation may vary drastically by depending on the nature of energy sources used in the production chain. For example, the use of electricity generated from any renewable source for charging batteries will reduce significantly the emission of carbon oxides that are responsible for the greenhouse effect [6],[7].

Thus, especially in this regard, Brazil has again a great advantage in the use of the electric car, since most of its sources of energy are clean and renewable [8]. This makes the country as one of the most prominent in having a final balance with zero emission, considering the entire chain of energy

production for car fueling. For example, according to the National Energy Balance [9], in 2012, the share of renewable source in the Brazilian electric matrix was 84.5%, with hydro generation as responsible for 76.9% of electricity supply for the country, whereas the world average use of renewable sources in electricity in 2010 was only 19.7%.

5 THE BRAZILIAN MARKET FOR CARS

Although Brazilian market of cars is one of the most significant in the world it is not so significant for the electric car market, yet. Domestic production takes the 7th place on the international scale, whereas domestic consumption (licensing of new domestic and imported cars) ranks Brazil as the 4th largest consumer market for automotive cars and the 11th largest car exporter as well [10]. However, all of car producers are from abroad, namely from U.S., France, Japan, Italy, China, South Korea, Sweden and Germany. This is so because Brazilian economy stands out in the international stage as the 7th largest economy in the world, with great potential of growth. The country composes the group of so-called emerging powers, the BRICS, has a sophisticated technological sector and develops projects that range from nuclear submarines to surveillance and commercial aircraft. Currently, 20 global car producers are installed in the country, in 57 industrial units distributed over 10 states through 44 cities. The Brazilian automotive industry is also responsible for the existence of more than 500 auto parts manufacturers, approximately 5,000 dealers and generation of 149,500 direct jobs in car industry [10]. In 2011, Brazil had the 9th largest fleet in the world with 33 million of circulating units. In 2012, the fleet of circulating cars in Brazil reached 38.025 million of vehicles, with 29.7 million cars, 6.172 million light commercial cars, 1.764 million trucks and 387,700 buses [10]. On the other hand, as mentioned above, Brazil is the world leader in the production of cars that use fuel from renewable sources (flexible fueling cars) and holds extensively competitive advantage in this segment. As example, the licensing of light vehicles (cars and vans) in 2012 reached 3.6 million units. From this total, the flexible fuel cars accounted for 87% [10].

Although Brazil has obtained significant achievements with the electric bus, in regard to the electric car Brazilian numbers are not so good but limited to a few hundred of units, whereas in the European Union in 2011 the registration of electric cars accounted for 0.7% of all new cars registered in the market [11]. On the other hand, in the U.S. in 2012, the share of new electric cars accounted for 3.01% of the total purchases of cars, and in Japan in 2011, this percentage was 18.9% [12],[13],[14],[15].

For explaining what happens in Brazil it is important to emphasize that car producers just assemble them in Brazil with most of parts that come from abroad. On the other hand it is important to

mention that wherever the electric car came with representativeness, there were financial incentives from the respective government.

In fact, during time of transition of such a technology, incentives are essential to accelerate the penetration of the electric car, since it initially does not have economy of scale and it thus faces high costs of batteries, lack of consumer confidence and lack of infrastructure. Therefore, it is clear that although it is a promising market the introduction of the electric car in commercial scale in Brazil will fundamentally depend on effective public policies, incentivized or forced by environmental regulation through subsidy and tax reduction for the global industries.

After all, given the costs involved as well as the uncertainty inherent to any technological development, the government has to play its key role in promoting the sustainable development through adoption of new and cleaner technologies, by including the automotive industry. This can be also done by stimulating national research and development along with giving incentives to cleaner and more efficient transportation systems, especially in urban centers. The electric car is a key element of this scenario.

In addition, for the local manufacturing of electric car to become feasible it is essential that car industry may count on financial support for enabling to overcome the initial phase when there are limited gains of scale despite high investment costs. Initially, it will not be economic or competitive to produce high technologic components, such as batteries. On contrary, it will be indispensable to start with well designed and dimensioned bulk projects, with plain access to raw materials and parts.

5.1 THE ELECTRIC CAR IN BRAZIL

As mentioned above, achievements of electric car in the Brazilian market is far to be significant. As mentionable, is the Electric Car Project that started in 2006, sponsored by the Itaipu Hydro Plant and in cooperation with the Swiss company Kraftwerke Oberhasli (KWO) and the global industry Fiat as well as other related private Brazilian companies and research institutions. They have two car models under development, the *Electric Palio Weekend* and the *Electric van Iveco Daily*. There are also other projects in a more embryonic stage as the tricycle *Pompeo*, developed in a technologic incubator company by the Itaipu Hydro, which uses lithium-ion batteries and electric motor supplied by WEG Electric Motors. In a small commercial scale there are in Brazil electric motorcycles of the scooter type produced by some companies.

Nevertheless, in regard to electric bus Brazilian numbers are somehow significant, thanks to subsidies and other incentives from Brazilian government as well as based on the fact that Brazil is one of the most important producer of buses in the world. A remarkable example is the hybrid bus with electric traction provided by the company Electra that reached 300 units of these hybrid buses in the metropolitan area of São Paulo city, besides 45 trolleybuses put in operation [16].

Since December of 2012, in Curitiba city, 30 hybrid buses manufactured by Volvo have been in operation. These buses are powered by two motors. One of them fueled by electricity and the by biodiesel [17].

It is a fact that manufacturing an electric car with exclusively national technology will require a long period of development. The way to go has been initiated by the Brazilian bus manufacturers, which can be considered an established success case, requiring only obtaining scale to reduce costs.

Hopefully, the investment of multinational companies in electric car assembling at its Brazilian units can be very promising thanks to the potential of the car industry here, which made as feasible that all those same multinational companies could accept and take part of the Brazilian pioneering program of biofuels.

At last, it is important to consider that Brazil has a strong industry capable in developing equipment and parts for the electric car assembling. At this point it is important to mention WEG, a Brazilian global producer of electric motors that has obtained incentives from the Brazilian government for the development of electric motors applied to traction and that is involved in almost all national projects of electric car traction, thanks to its outstanding competence and importance on the national scene, for having one of the largest network of manufacturing plants of electric motor production in the world with international presence combined with its daring strategy of global penetration, through offices and factories present in all continents.

6 CONCLUSION

With the increasing in environmental degradation, involving issues related to air pollution and the consumption of non-renewable energy, the electric car emerges as a technology with great potential for a close future, since it meets all new requirements of society for a better quality of life.

It is clear that in the coming decades the electric car will participate remarkably of the world fleet. The main doubt, however, is about the speed of this convergence in the adoption of electric technologies by the car industry. Thus, technological innovation opens opportunities to be evaluated by the automotive sector and governments, otherwise countries with later insertion in this market will be mere buyers of final products developed in major automotive centers.

By analyzing the international context, Brazil is very late in the adoption of the electric car, even as a mere consumer of the final product. On the other hand, by considering the potential of its market, which puts the country on the level of large centers, it is essential to have a rapid reaction to change the reality in Brazil.

Still, thanks to its clean energy matrix Brazil is one of the few countries which fleet of electric car can really achieve zero emission. Therefore, this must be taken into consideration by the global

industry of cars to invest in Brazil. After all, Brazilian market of cars is strongly dependent on the foreign industries whereas this seems to be a great opportunities.

In turn, few of the Brazilian car projects under development predominantly consist in adaptations because this seems to be the best way to achieve competitiveness in the world market, thanks to the availability of domestic technologies such as for electric motors that together with importation of car parts.

I may seem that the Brazilian industry has a potential to establish itself in the electric car market. As a remarkable example is the case of electric and hybrid buses, which are already commercially available and even put in circulation. Nevertheless, given the critic delay found in Brazil in actions towards the electric car, it becomes essential to disseminate a social culture and knowledge of these cars with all involved technologies.

In terms of technical feasibility of the electric car, barriers must be overcome in view of encouraging and promoting public policies so that the electric car may become attractive and viable to the Brazilian market. Not only the car itself as well as in terms of infrastructure, as battery recharging points.

Today, the expansion of the technology of the electric car in Brazil does need government incentives, such as tax reduction, immediate incentives for importing parts by global car industries, among other policies, such as those adopted in countries where the electric car has become successful, despite conditions of zero emission are not as good as the Brazilian.

At last, it is a fact that this is a relatively new technology but with an increasing increased demand. Therefore, costs tend to decrease whereas efforts in research and development of technological adaptations will enhance this process.

6 REFERENCES

- [1.] EHSANI, Mehrdad; GAO, Yimin; MILLER, John M. Hybrid electric cars: architecture and motor drives. In: PROCEEDINGS OF THE IEEE, n. 4, 2007. Vol. 95. p. 719-728.
- [2.] BARRETO, Gilmar. **Veículo elétrico à bateria: contribuições à análise de seu desempenho e seu projeto**. 1986. 368 p. Dissertation (Master in Sciences) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas. In Portuguese.
- [3.] NOCE, Toshizaemom. **Estudo do funcionamento de veículos elétricos e contribuições ao seu aperfeiçoamento**. 2009. 127 p. Dissertation (Master in Mechanical Engineering) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte. In Portuguese.

- [4.] SITU, Lixin. Electric car development: the past, present & future. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS SYSTEMS AND APPLICATIONS, 3rd, 2009, Hong Kong. IEEE, 2009. p. 1-3
- [5.] HUSAIN, Iqbal. **Electric and hybrid electric cars: design fundamentals**. USA: CRC Press, 2003. 270 p.
- [6.] BRAGA, Alfesio; PEREIRA, Luiz Alberto Amador; SALDIVA, Paulo Hilário Nascimento. Poluição atmosférica e seus efeitos na saúde humana. In: SUSTENTABILIDADE NA GERAÇÃO E USO DE ENERGIA NO BRASIL: OS PRÓXIMOS 20 ANOS, 2002, Campinas. Available: <http://comciencia.br/reportagens/cidades/paper_saldiva.pdf> Accessed in: 10 ago. 2013. In Portuguese.
- [7.] ESTEVES, Gheisa Roberta Telles, et. al. Estimativa dos efeitos da poluição atmosférica sobre a saúde humana: algumas possibilidades metodológicas e teóricas para a cidade de São Paulo. In: ENCONTRO DA ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE PÓS GRADUAÇÃO E PESQUISA EM AMBIENTE E SOCIEDADE, 2, 2004, São Paulo. ANPPAS, 2004. p. 1-20. In Portuguese.
- [8.] POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. Etanol e veículos elétricos: via de mão única ou dupla? In: fórum nacional, XXII, 2009, Rio de Janeiro. **Cadernos...** Rio de Janeiro: INAE, 2010. p. 120-132. In Portuguese.
- [9.] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço energético nacional 2013 – ano base 2012: relatório síntese**. Rio de Janeiro, 2013. 55 p. In Portuguese.
- [10.] ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES ANFAVEA. Anuário da indústria automobilística brasileira - 2013. São Paulo, 2013. 160 p. In Portuguese.
- [11.] REINER, Rolf, et. al. **Challenges for a european market for electric cars**. Brussels: European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy, 2010. 27 p.
- [12.] JAPAN AUTOMOBILE MANUFACTURERS ASSOCIATION, INC. **Eco-friendly car shipments 2011**. Available: <http://www.jama-english.jp/statistics/eco_friendly/2011/121030.html> Accessed in: 10 ago. 2013.
- [13.] JAPAN AUTOMOBILE MANUFACTURERS ASSOCIATION, INC. **The motor industry of Japan 2013**. Tóquio, 2013. 68 p.
- [14.] INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION. **European car market statistics**. Berlim, 2012. 104 p.
- [15.] HYBRIDCARS. **Car sales dashboard**. Available: <<http://www.hybridcars.com>> Accessed in: 10 ago. 2013.

- [16.] COUTINHO, Luciano Galvão; CASTRO, Bernardo Hauch Ribeiro de; FERREIRA, Tiago Toledo. Veículo elétrico, políticas públicas e o BNDES: oportunidades e desafios. In: FÓRUM NACIONAL, XXII, 2009, Rio de Janeiro. **Cadernos...** Rio de Janeiro: INAE, 2010. p. 30-49. In Portuguese.
- [17.] AGÊNCIA CNM. Transporte público: ônibus elétricos são produzidos e utilizados em Curitiba (PR). Porta CNM, 06 maio 2013. Available: <
http://www.cnm.org.br/index.php?option=com_content&view=article&id=22651:transporte-publico-onibus-eletricos-sao-produzidos-e-utilizados-em-curitiba-pr&catid=43:desenvolvimento-urbano&Itemid=138> Accessed in: 10 ago. 2013. In Portuguese.

Comparative Performance Study of Different Refrigerants for Single-Stage Ejector Refrigeration System

Anan Pongtornkulpanich* and Sukruedee Sukchai

Thermal Energy Research Unit, School of Renewable Energy Technology (SERT),

Naresuan University, Phitsanulok 65000, Thailand

*Tel: +6655 963 195 Fax: +6655 963 182 *Corresponding author: ananpo@nu.ac.th*

Abstract

In this research, the theoretical investigation through developed computer simulation program to study the variation of different types of working fluid on performance of single-stage ejector refrigeration system, COP is presented and compared. Several types of working fluid, R141b, R113, R600, R600a, R114, R290, R134a and water (R718b) are selected for refrigeration system due to yielding lower ozone depletion and greenhouse effect, lower flammability and non toxicity. Simulation results show that COP increases for all types of refrigerant as generator and evaporator temperature increases. The increase of COP resulting from increasing generator temperature is clearer than result of evaporator temperature. On the other hand, the increase of condenser temperature results in decreasing COP for all types of refrigerant. From the comparative performance result among different types of refrigerant, it is found that R141b yield better COP than others. Additionally, validation of the simulation program is performed by comparing with the result of previous research work which yields 10% lower difference.

Key words: ejector refrigeration system / system performance / working fluids / simulation program

Introduction

Nowadays, electrical energy is introduced for applying in refrigeration or air-conditioning system in many sectors, industry, air-conditioner and preservation of food and medicine. In commercial cooling market, vapor compression system plays a significant role. Due to huge primary energy consumption, use of non CFC free to be refrigerant in air-conditioning system which is not good sound to environment, these are disadvantage for this conventional type. Referring to report of international refrigeration institute in Paris, France, it indicates that approximate 15% of electricity produced entire the world has been used for cooling process and air-conditioning system and approximate 45% of electricity has been used for residential building. In addition, almost 40-50% is found to be the amount of greenhouses gas emission which results from office buildings. From figure obtained from Japan refrigeration and air-conditioning industrial association, JRAIA [1], it is reported that world cooling demand in air-conditioner and industrial sector increases 8% in 2011 and approximates 92,000 million units for air conditioner demand in 2012. From aforementioned reasons, it has been attempted to utilize thermal energy, solar energy or waste heat, to replace electricity for refrigeration system. Refrigeration systems, which can be operated with solar heat, have several types such as absorption system, desiccant, adsorption and ejector system [2,3]. From the result from previous research works [3], it has been found that absorption with assistance of solar heat yields the highest refrigeration system efficiency or coefficient of performance (COP~0.71). However, although this refrigeration type has been popular in thermally cooling market, it is noticed that system has high complexity, use of salt solution or binary solution to be working fluid which can give the crystallization occurrence problem at high concentration of solution and temperature such as LiBr/H₂O and difficult operation.

Ejector refrigeration system is introduced to be interesting when is compared to absorption due to lower complexity system, similarity with conventional chiller, use of single pure refrigerant to reduce the crystallization occurrence problem and possibility to improve the system performance for competition with absorption type.

Ejector refrigeration system performance is dependent on ejector performance, ejector geometry and operating condition design. Operating conditions affecting ejector performance are temperature of motive/primary fluid and secondary fluid. From the previous research works [4,6,8,10,12,15,16,18], the research works had been frequently emphasized on the development in operation condition and ejector geometry of ejector system. Another factor affecting COP of ejector system is types of selected working fluid such as R11, R12, R113, R123, R141b, R134a, R718b etc. Then, in this research, comparative performance study of different refrigerants for single-stage ejector refrigeration system is investigated through developing computer simulation program.

Theory of ejector

Ejector system was started and developed in 1901 by Sir Charles Parsons. The system construction is used to suck air leaving the condenser of steam turbine system. Firstly, this system is utilized for refrigeration system in 1910 by Maurice Leblance [7] and is widely used for cooling in space building in 1930. Ejector refrigeration system [4-8] is constructed to utilize for producing cold using the concept of temperature change in any component of system. Ejector is mainly composed of heat generator, ejector, condenser and evaporator. Operation of ejector refrigeration system, as shown in Figure 1, is started from producing primary vapor by heat generator. Primary vapor at high temperature and pressure or primary gas flows through nozzle of ejector which generates high velocity at the exit of nozzle and low pressure. This results in vaporization of refrigerant at low pressure and temperature in evaporator and heat used for this vaporization is called as cooling effect. This refrigerant vapor or secondary vapor is entrained to mix with primary vapor at mixing section of ejector. Mixing fluid flows through throat of ejector and pressure of fluid is increased when leaving from diffuser and entering the condenser. Condensed liquid leaving from condenser is divided to two parts. One part is pumped to the heat generator and the rest of part flows through expansion valve which pressure of liquid is reduced and enters the evaporator

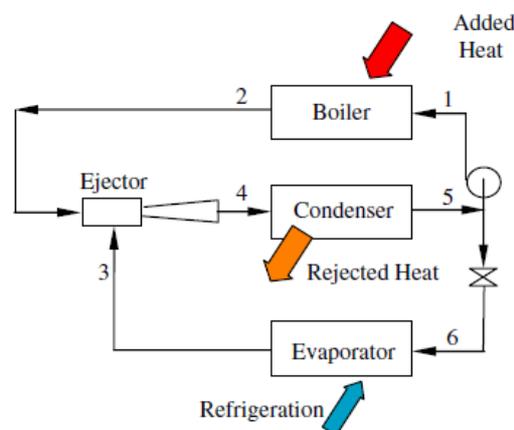


Figure 1 Schematic diagram for single-stage ejector refrigeration system [4]

In ejector refrigeration system, compressor in vapor compression system is replaced with ejector, circulation pump and heat generator which causes without mechanical energy requirement. Then, energy input to the ejector system is energy supplying at generator which can obtain from solar heat. Ejector refrigeration system performance is defined with term of coefficient of performance, COP_{ejc} which is ratio of cooling effect at evaporator to heat supply at generator, as written in eq'n 1

$$COP_{ejc} = \frac{Q_{ev}}{Q_G} \quad (1)$$

The major objective to use ejector is to increase the amount of mass of secondary fluid. Then, mass flow rate of primary and secondary fluid is a significant factor to ejector performance or entrainment ratio (ω) which is ratio of both mass flow rate as eq'n 2 [10]

$$\omega = \frac{\dot{m}_s}{\dot{m}_p} \quad (2)$$

Then, coefficient of performance, COP_{ejc} can be rewritten as eq'n 3

$$COP_{ejc} = \omega \frac{h_e - h_c}{h_b - h_c} \quad (3)$$

where h_e is enthalpy at evaporator, h_b is enthalpy at heat generator/boiler and h_c is enthalpy at condenser

Figure 2 shows variation of pressure and velocity of working fluid at any positions of ejector. When primary vapor flows through nozzle, velocity of fluid will increase and equals to be unity (Mach number =1) at throat of primary nozzle. This phenomenon is called as primary choking and velocity will increase above sound velocity at exit nozzle position. This results in decreasing pressure of primary vapor and secondary vapor is entrained from evaporator and secondary vapor has velocity equaling to be sound velocity at any position of mixing section before constant area (Mach number =1) which is namely secondary choking. Double choking occurrence affects operation of ejector. Two streams of fluid mix together and flow through mixing chamber with constant pressure and enter diffuser until pressure of mixed fluid increases and velocity of fluid is lower than sound velocity.

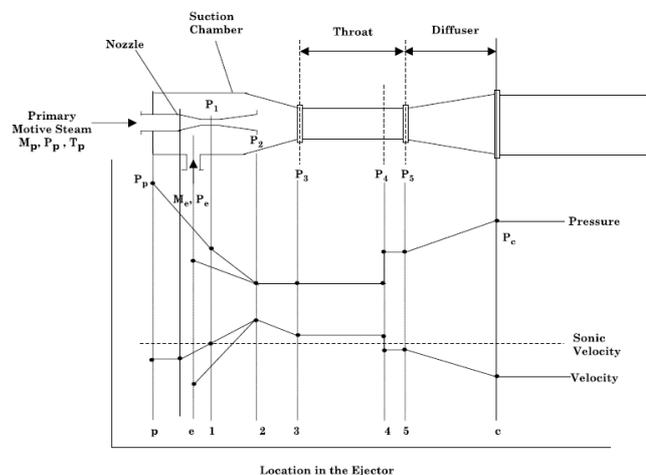


Figure 2 Positions of pressure and velocity in any area of ejector for steam ejector [4]

Selection of working fluid

Types of working fluid, one of significant factors, affect ejector performance and refrigeration system performance, COP. Suitable selection of working fluid under effective operating condition yields good system performance. Different working fluids can be classified as follows

1. Halocarbon group: R11, R113, R114, R134a, R245ca, R245fa and R125a
2. Halocarbon group: R50(Methane), R70(Ethane), R290(Propane), R6270 (Cyclopropane), R600(Butane), R600a(Isobutane) and Ethylene-glycol
3. Compound Refrigerants: R407a, R407b and R410a
4. Other refrigerant: water(R718b) and Ammonia (R717)

Selection of working fluid used for ejector refrigeration system has to be considered from several criteria such as ozone depletion potential, global warming potential, safety, toxicity, flammability, cost and availability. The following table shows the characteristics for different types of working fluid.

Table 1: Characteristics for different types of working fluid

Working fluid name	R-no.	Formula	M.W. (kg/kmol)	n.B.P. (°C)	C.P. (bar)	C. T. (°C)	Flammability?	GWP relative to CO ₂	ODP relative to R11	atm Life (year)	r ^a (kJ/kg)	v ^b (kg/kJ)	ASHRAE classification
Ammonia	R717	NH ₃	17.0	-33.3	132.3	113.3		<1	0	?	1197.14	0.23	B2
Butane	R600	C ₄ H ₁₀	58.1	-0.5	37.9	152.0	Yes	<10	0	-	398.69	0.28	A3
Iso-butane	R600a	C ₄ H ₁₀	58.1	-11.6	36.4	134.7	Yes	<10	20	-	382.50	0.18	A3
Tetrafluoroethane-1,1,1,2	R134a	CH ₂ FCF ₃	102	-26.1	40.65	101.1	Yes	1600	<0.0005	13.6	205.88	0.66	A1
1-chloro-1,1-difluoroethane	R142b	CH ₃ CClF ₂	100.49	-9	40.48	137.1	Yes	2300	0.043	18.5	223.43	0.64	A2
1,1-dichloro-1-fluoroethane	R141b	CH ₃ CCl ₂ F	117	32	42.05	204.2	No	630	0.1	9.4	221.69	0.64	A2
Methanol		CH ₃ OH	32.04	64.7	81	239.45	Yes				896.29	10.80	
Pentane	R601	C ₅ H ₁₂	72.2	36.2	33.59	196.4	Yes	12	0	Few days	364.45	0.90	-
Isopentane	R601a, I-C	C ₅ H ₁₂	72.2	27.8	33.7	187.0	Yes	-	0	?	354.45	0.65	-
Propane	R290	C ₃ H ₈	44.1	-42.2	42.5	96.7	Yes				445.24	0.08	
Pentafluoropropane	R245fa	CHF ₂ CF ₂ CF ₃	134.04	14.9	36.4	154.05	No	820	0	7.6	182.66	0.67	0
Water	R718	H ₂ O	18.0	100.0	221.0	374.2	No	-	0		2257.10	113.90	A1

From the above characteristics of working fluid, the following refrigerants are selected in this research to be used for refrigeration system: R141b, R113, R600, R600a, R114, R290, R134a and water (R718b)

Computer simulation program

In this research, ejector refrigeration system performance, COP for different types of working fluid is comparatively investigated. Effect of generator, condenser and evaporator on COP for different types of working fluids is studied through developed computer simulation program as shown in Figure 3

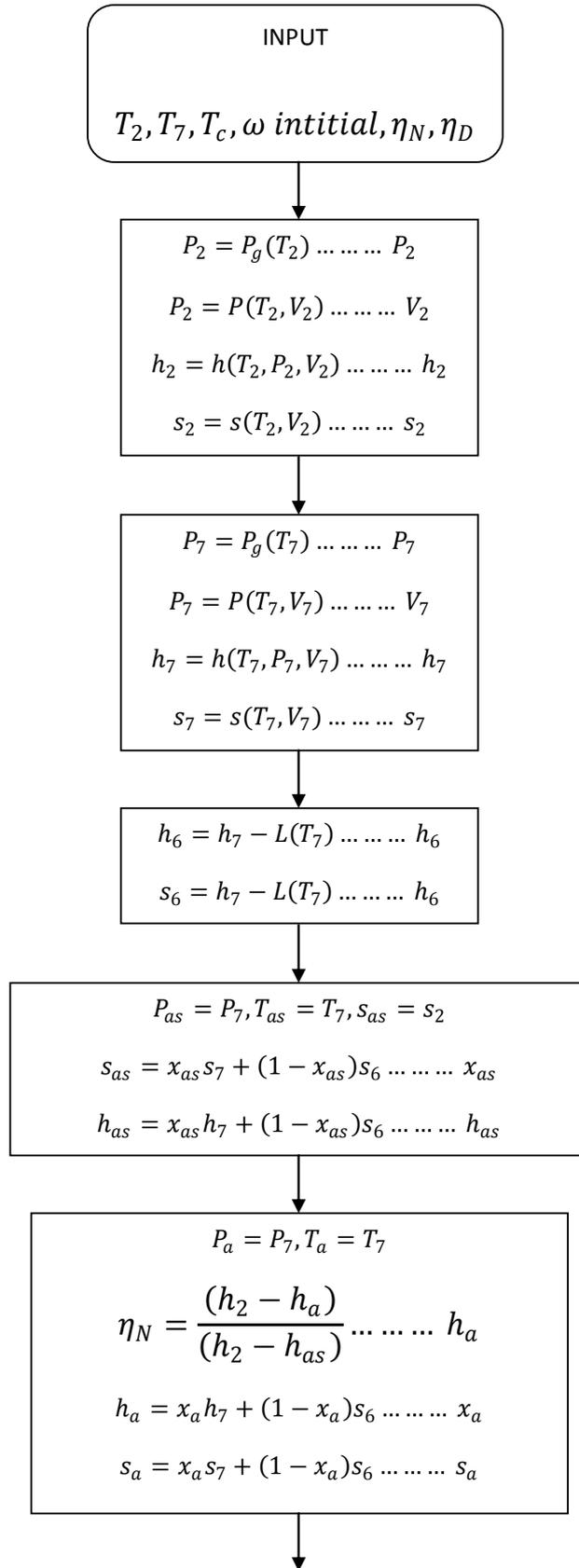


Figure 3 Flow chart of simulation to analyze comparative performance of ejector refrigeration system performance, COP for different types of working fluid

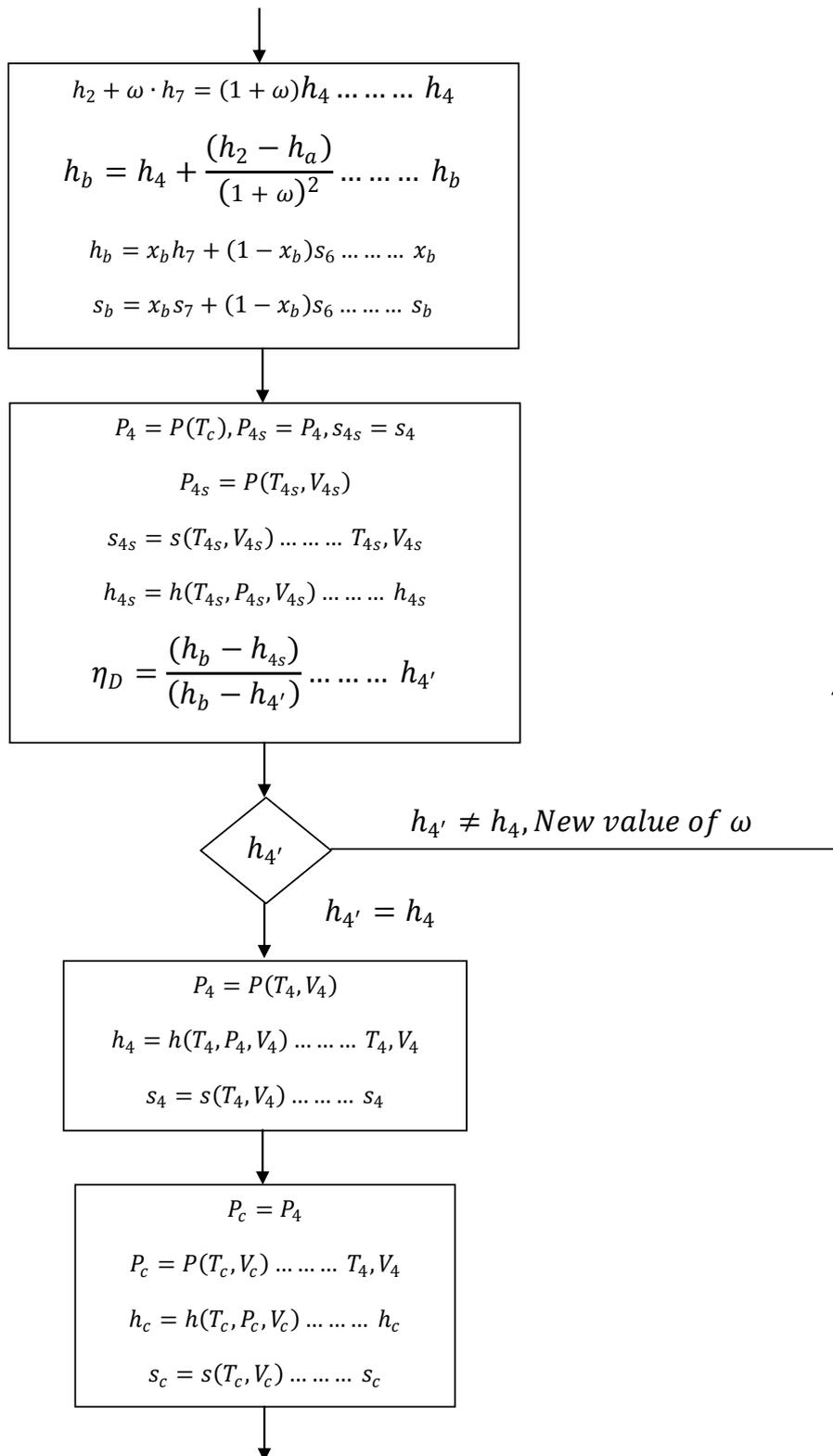


Figure 3 Flow chart of simulation to analyze comparative performance of ejector refrigeration system performance, COP for different types of working fluid (Cont'd)

Results and discussion

The simulation results to study the effect of all different types of working fluid except water (R718b) and experimental results using water to be working fluid on ejector refrigeration system performance, COP are compared each other. The following working fluids, R141b, R113, R600, R600a, R114, R290 and R134a, are selected with reasons of low ozone depletion potential, low greenhouse gas potential, high safety, low flammability and non toxicity. Effect of generator temperature on COP for different types of working fluid is shown in Figure 4. The results show the COP of all different working fluids increases dramatically as generator temperature increases.

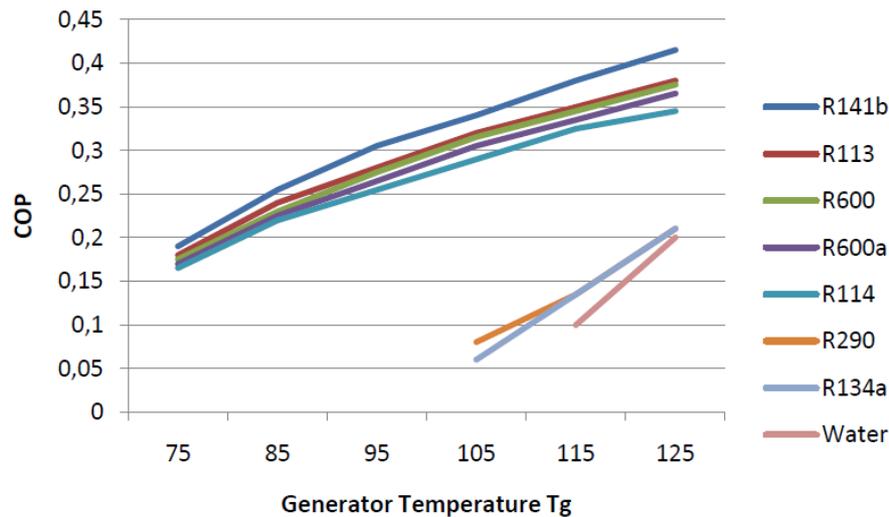


Figure 4 Relationship of ejector refrigeration system performance, COP and generator temperature for different types of working fluid

As shown in Figure 4, it is found that R141b yields the highest COP. Effect of evaporator and condenser temperature on COP for different types of working fluid is shown in Figure 5 and 6, respectively. The results from figure 5 show as evaporator increases, COP for different types of working fluid slightly increases. In addition, as condenser temperature increases, COP for different types of working fluid decreases dramatically, as shown in Figure 6.

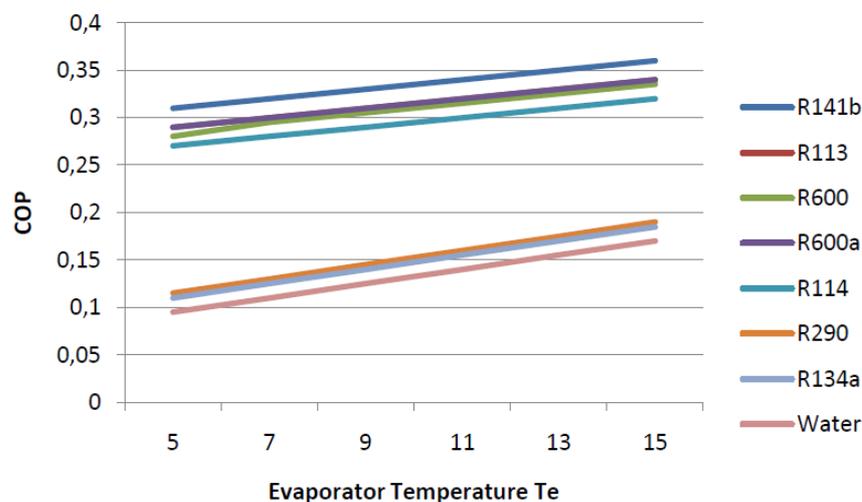


Figure 5 Relationship of ejector refrigeration system performance, COP and evaporator temperature for different types of working fluid at condenser and generator of 35°C and 120°C, respectively for evaporator temperature ranging from 5°C to 15°C

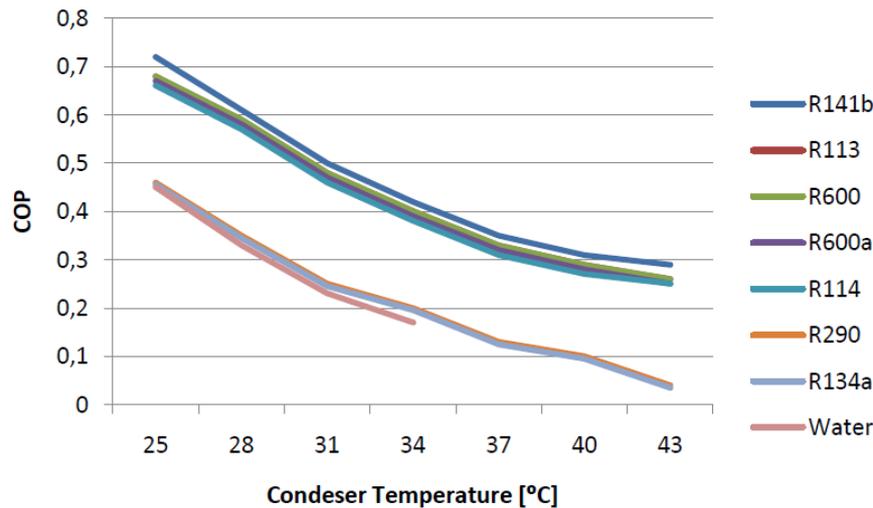


Figure 6 Relationship of ejector refrigeration system performance, COP and condenser temperature for different types of working fluid at evaporator and generator of 10°C and 120°C, respectively for condenser temperature ranging from 25°C to 43°C

From figure 4-6, it is found that the change of evaporator and condenser temperature affects COP more than that of generator temperature. The change in one Kelvin degree of evaporator and condenser temperature affects COP change of 6% while the change in one Kelvin degree of generator temperature leads to 0.4% COP change.

Validation of simulation program

In this research, the results obtained from simulation program of ejector refrigeration system to study the comparative performance of system are compared with the results obtained from T. Sriveerakul et.al. (2007) and Aphornratana et.al.(2007). It shows that the results from the program agree well with the results from these authors with an output of lower 10% minimum error.

Conclusion

The computer simulation program to study the comparative performance of ejector refrigeration system for different types of working fluid has been developed under no consideration of effect of ejector geometry. The following working fluids, R141b, R113, R600, R600a, R114, R290 and R134a, are selected with reasons of low ozone depletion potential, low greenhouse gas potential, high safety, low flammability and non toxicity. The results show the COP of all different working fluids increases dramatically as generator temperature increases and R141b refrigerant yields the highest COP. Effect of evaporator and condenser temperature on COP for different types of working fluid is presented as well. The results show as evaporator increases, COP for different types of working fluid slightly increases. In addition, as condenser temperature increases, COP for different types of working fluid decreases dramatically. The change of evaporator and condenser temperature affects COP more than that of generator temperature. The change in one Kelvin degree of evaporator and condenser temperature affects COP change of 6% while the change in one Kelvin degree of generator temperature leads to 0.4% COP change.

Reference

[1] The Japan Refrigeration and Air Conditioning Industry Association, JRAIA NEWS, April 2012, Vol. 12-02.

- [2] Pongtornkulpanich, A., Thepa, S., and Amornkitbumrung, M., 2008, "Experience with fully operational solar-driven 10-ton LiBr/H₂O single-effect absorption cooling system in Thailand," *Renewable Energy (An International Journal)*, Vol 33, pp. 943-949.
- [3] Pongtornkulpanich, A., and Sukchai, S., 2009, "Technology Development and Research on Solar Cooling Systems, 16th REGWA Conference "Use of Renewable Energy Sources and Hydrogen Technology", November 5-7th, 2009, FH-Stralsund-University of Applied Sciences, Germany.
- [4] Aphornratana, S., and Eames, I.A., 1998, "Experimental Investigation of a combined ejector-absorption refrigerator," *International Journal of energy research*, Vol. 22. pp. 195-207.
- [5] 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.
- [6] Kanjanapon, C., and Aphornratana, S., 2004, "An experimental investigation of steam ejector refrigerator: the analysis of the pressure profile along the ejector". *Applied Thermal Engineering*, Vol.24, pp. 311-322
- [7] Abdulateef, J.M, Sopian, K, Alghoul, M.A. and Sulaiman, M.Y., 2009, "Review on solar – driven ejector refrigeration technologies", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol.13, pp. 1338-1349
- [8] Meyer, A.J, Harms, T.M. and Dobson R.T., 2009, "Steam jet ejector cooling powered by waste or solar heat", *Renewable Energy*, Vol. 34, pp. 297-306
- [9] Hisham El-Dessouky, Hisham Ettouney, Imad Alatiqi and Ghada Al-Nuwaibit, 2002, "Evaluation of steam jet ejectors" *Chemical Engineering and Processing*, Vol. 41, pp.551-561.
- [10] Huang, B.J, and Chang, J.M., 1999, "Empirical correlation for ejector design", *International Journal of Refrigeration*, Vol. 22, pp. 379-388.
- [11] Chen, L.T., 1988, "A new ejector-absorber cycle to improve the COP of an absorption refrigeration system," *Applied Energy*, Vol. 30, pp. 37-51.
- [12] Pongtornkulpanich, A., Thepa, S., and Amornkitbumrung, M., 2002, "Analysis of ejector dimension on performance evaluation of ejector-absorber cycle with using LiBr/H₂O as a working fluid." *Proceeding of the international conference on village from renewable energy in Asia*, Phitsanulok, Thailand.
- [13] Shi, L., Yin, J., Wang, S., and Zhu, M.S., 2001, "Study on a new ejector-absorption heat transformer," *Applied Energy*, Vol. 68, pp.161-171.
- [14] Wu, S., and Eames, I.W., 1998, "A novel absorption-recompression refrigeration cycle." *Applied Thermal Engineering*, Vol. 18, pp.49-57.
- [15] Anan Pongthornkulpanich, Sirichai Tapa and Mana Amornkitbumrung 2007 "2 Cycles Solar Absorption Cooling System with Ejector" Master Degree Thesis, KMITT (in Thai).
- [16] Ma X, Zhang W, Omer S.A, and Riffat S.B., 2010, "Experimental investigation of novel steam ejector refrigerator suitable for solar energy applications", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 30, pp. 1320-1325.
- [17] Huang B.J, Hu S.S, and Lee S.H., 2006, "Development of an ejector cooling system with thermal pumping effect", *International Journal of Refrigeration*, Vol. 29, pp. 476-484.
- [18] Ruangtrakoon N, Aphornratana S, and Sriveerakul T., 2011, "Experimental studies of steam jet refrigeration cycle: Effect of the primary nozzle geometries to system performance". *Experimental Thermal Science*, Vol. 35, pp. 676-683.
- [19] T. Sriveerakul, S. Aphornratana, K.Chunnanond., 2007 "Performance prediction of steam ejector using computational fluid dynamics: Part 1: Validation of the CFD results" *International Journal of Thermal Sciences*, Vol. 46, pp. 812-822
- [20] T. Sriveerakul, S. Aphornratana, K.Chunnanond., 2007 "Performance prediction of steam ejector using computational fluid dynamics: Part 2. Flow structure of a steam ejector influenced by operating pressures and geometries. *International Journal of Thermal Sciences* Vol. 46, pp: 823-833.

„Pilotprojekt zur Speicherung von Wind-Wasserstoff in Salzkavernen IVG Etzel“

Carsten Reekers

IVG Caverns GmbH, Kavernenanlage Etzel, Beim Postweg 2, D-26446 Friedeburg, caverns@ivg.de

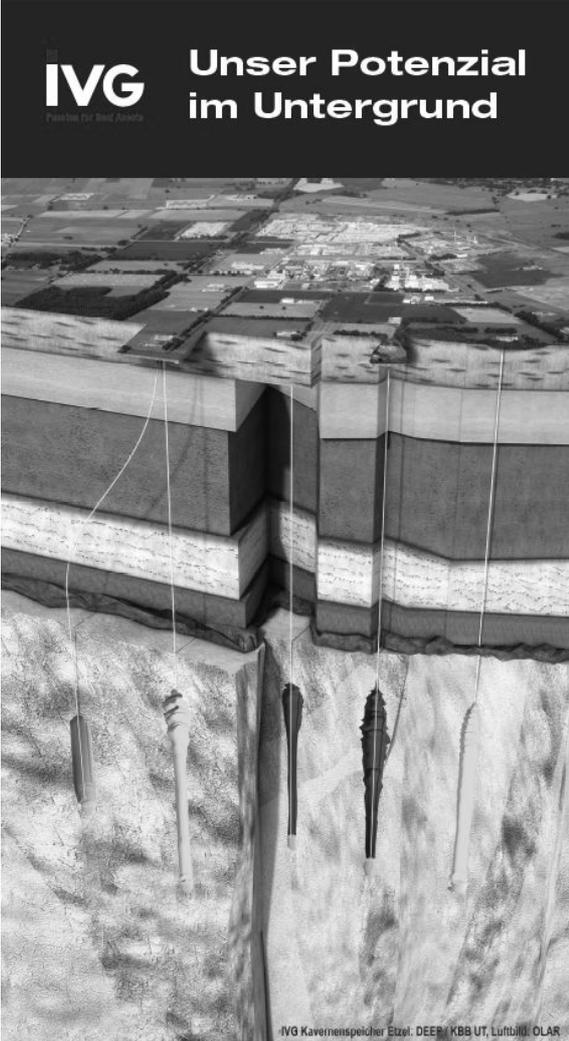
Schlüsselwörter: Erneuerbare Energien, Energiewende, Versorgungssicherheit, Energiespeicher, Unterspeicher, Wind-Wasserstoff, Pilotprojekt, Salzkavernen

Zusammenfassung

Erneuerbarer Strom wird in Deutschland durch den steigenden Anteil an der Stromversorgung zur Primärenergie. Den entscheidenden Anteil wird dabei die unstete Windenergie haben. Energiespeicher zur Pufferung von Energie als ausgleichender Faktor bei einem Unter- oder Überangebot werden damit bei der Umsetzung der beschlossenen Energiewende notwendig. Eine Option, um regenerative Energie in Form eines chemischen Energieträgers im erforderlichen Großmaßstab über lange Zeiträume zu speichern und damit eine stabile Stromversorgung zu gewährleisten, ist mittel- und langfristig die Speicherung von Windwasserstoff in Salzkavernen. Die IVG plant, gemeinsam mit Partnern eine Pilotanlage zur Langzeitspeicherung von Windwasserstoff in Etzel zu errichten.

Summary

Renewable power is well on its way to become a primary energy source in Germany, because its share in the national power supply keeps rising. Despite its unsteady nature, wind power will play the lead in this development. Energy storage facilities that serve as a balancing factor by buffering any shortage or oversupply in energy will be essential for implementing the energy policy shift now effective. A very realistic option for storing renewable energy in the large quantities required over long periods of time and thus for ensuring a stable power supply is converting wind power into hydrogen and the storage of the chemical energy carrier in salt caverns in the medium term. Together with its partners, IVG is planning to build a pilot system for the long-term storage of wind-generated hydrogen in Etzel.



IVG Unser Potenzial im Untergrund

IVG Kavernenanlage Etzel

IVG Caverns GmbH
Infobox in Etzel: Beim Postweg 2, 26446 Friedeburg
Bürgertelefon: 0 44 65 / 977 93 39
E-Mail: infozentrum-etzel@ivg.de

www.kavernen-informationszentrum-etzel.de
www.ivg.de

Über IVG Caverns GmbH

Kerngeschäft der IVG Caverns GmbH ist seit über 40 Jahren die Errichtung von unterirdischen Kavernen zur Lagerung von Öl und Erdgas sowie deren Betrieb und Vermietung am Standort Etzel südwestlich von Wilhelmshaven. Die IVG ist der einzige neutrale Anbieter von unterirdischen Energiespeicherkapazitäten für Erdgas und Rohöl in Deutschland. Dort befinden sich derzeit 66 Kavernen (42 für Gas, 24 für Öl) mit einem geometrischen Hohlraumvolumen von insgesamt rund 41 Mio. m³. Bis zu 25 Kavernen können gleichzeitig gesolt werden, es besteht weiteres Ausbaupotenzial. Der gesamte Kavernenspeicher ist durch Pipelines an das europäische Energieversorgungsnetz angebunden. Er wird von den bisherigen Kunden zur Deckung von Verbrauchsspitzen sowie zur Zwischenlagerung von Import-Lieferströmen genutzt. Neben Erdgas lagert im Kavernenspeicher Etzel ein beträchtlicher Teil der strategischen Erdölreserven Deutschlands und anderer EU-Staaten.

Es gab gute Gründe, den Standort zu einer Energiedrehscheibe in Norddeutschland auszubauen: Die Qualität und Teufenlage des Salzstocks Etzel, die hervorragenden Infrastrukturbedingungen wie die Nähe zur Nordsee mit ihren riesigen Wasservorkommen und die kurze Entfernung zu Deutschlands einzigem Tiefwasserhafen, der für die weltweit größten Öltanker schiffbar ist.



Diese einmaligen Bedingungen sowie die langjährige Expertise im Sinne einer ausgereiften und sicheren Kavernentechnik haben viele große europäische Versorgungsunternehmen überzeugt, sich langfristig an den Standort Etzel zu binden. Dadurch ist Etzel mittlerweile für die Versorgungssicherheit in Deutschland von strategischer Bedeutung.

IVG Standort Etzel in 2013

Die Energiewende braucht Untergrundspeicher

Der Beitrag von Kavernen zur Versorgungssicherheit dürfte sich aber zukünftig noch erhöhen. Fakt ist, dass erneuerbarer Strom in Deutschland durch den steigenden Anteil an der Stromversorgung zur Primärenergie wird, die aber sehr unregelmäßig anfällt. Daher werden Energiespeicher zur zeitlichen Entkoppelung von Stromerzeugung und -verbrauch bei der Umsetzung der Energiewende notwendig. In der Vergangenheit haben bewährte Technologien die Netzstabilität kurzfristig bis zu mehreren Stunden sicherstellen können. Als Beispiel hierfür sei das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal in Thüringen genannt. Mit einer Leistung von einem Gigawatt (GW) ist es das größte in Deutschland und liefert für acht bis zehn Stunden Strom. Weder dieses Pumpspeicherkraftwerk noch die anderen heute zur Verfügung stehenden Stromspeicher haben es verhindern können, dass im Jahr 2011 laut Ecofys rund 407 GWh Windenergie abgeschaltet werden mussten. Diese Energiemenge entspricht dem jährlichen

Stromverbrauch von etwa 120.000 Haushalten – und die Anzahl der Abschaltungen weist eine stark steigende Tendenz auf. Es sind also Langzeitspeicher für den Tages- und Wochenbereich erforderlich, um die Schwankungen, die in einem System mit sehr hoher, fluktuierender Stromproduktion auftreten, wieder zu verstetigen.

Deshalb ist für die künftige Energieversorgung Deutschlands der Zugriff auf leistungsfähige, effiziente und wirtschaftlich zu betreibende Energiespeicher von herausragender strategischer Bedeutung. Neben mechanischen, elektrischen und thermischen Speichern werden insbesondere auch chemische Speicher eine herausragende Rolle spielen. Nur diese bieten die Option, erneuerbare Energie mittels Wasserstoff in einer Größenordnung von mehreren Terrawattstunden über Tage und Wochen zu speichern. Prognosen verschiedener Institutionen sagen, dass großvolumige Energiespeicher ab 2025 zur Verfügung stehen müssen. Aber vor dem Hintergrund langer Erkundungs-, Planungs-, Genehmigungs- und Realisierungszeiträume gerade bei Untergrundspeichern ist frühzeitig, d. h. heute mit der Arbeit zu beginnen.

Eine Option, um regenerative Energie in Form eines chemischen Energieträgers im erforderlichen Maßstab über lange Zeiträume, d.h. über Tage und Wochen, zu speichern, ist mittel- und langfristig die Speicherung von Überschussstrom mittels Windwasserstoff in Salzkavernen. Als Gasspeicher haben sich Salzkavernen mit einer tagesflexiblen Ein- und Ausspeicherungsmöglichkeit seit Jahrzehnten bewährt. Das dabei zugrunde liegende „Power-to-Gas“ (PtG) -Konzept verbindet das Stromsystem mit der Gasinfrastruktur. Der große Vorteil der Gasinfrastruktur ist, dass Energie hier – anders als im Stromnetz – auch langfristig und in großen Mengen gespeichert werden kann. Gelingt es also, die jeweiligen Stärken der beiden Systeme zu vereinen, so wird eine hohe Flexibilität bei gleichzeitig hoher Verfügbarkeit der Energie erreicht. Voraussetzung ist allerdings eine leistungsstarke, wirtschaftliche und im Betrieb bewährte Anlagentechnik, wovon wir heute noch weit entfernt sind.

Demonstrationsanlage „Langzeitspeicherung für Erneuerbare Energien IVG Etzel“

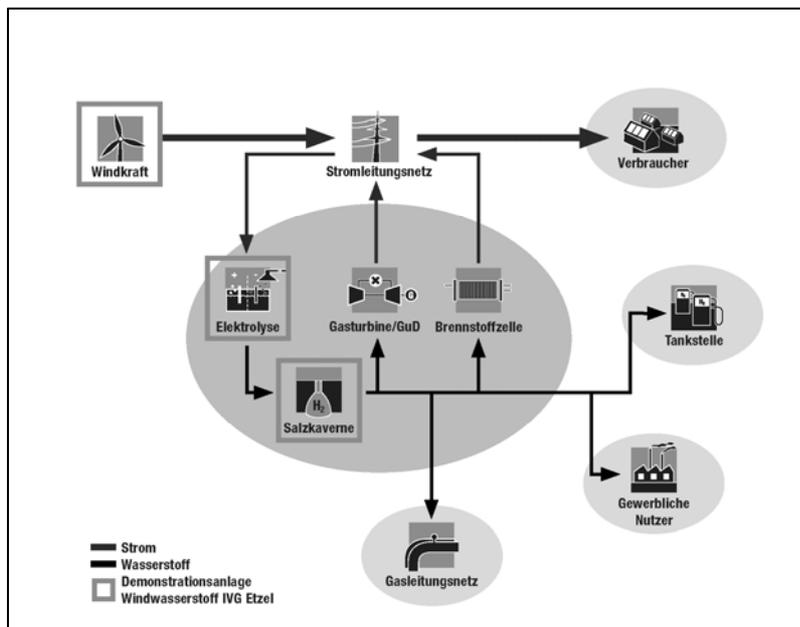
In Deutschland sind mehrere Pilotanlagen in Betrieb, weitere Anlagen werden projektiert oder sind im Bau. Zahlreiche Vorhaben befassen sich insbesondere mit der Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff. Aufgrund der begrenzten Leistung der derzeit verfügbaren, für den erneuerbaren Energiesektor geeigneten Elektrolyseanlagen, der hohen Erzeugungskosten und des Fehlens eines Absatzmarktes zum Beispiel für eine direkte stoffliche Nutzung oder als Kraftstoff für die Mobilität (Brennstoffzellenfahrzeuge) erfolgt die Speicherung von Wasserstoff bisher in Stahltanks mit relativ geringer Kapazität bzw. als Beimischung in das Erdgasnetz. Die PtG-Technologie hat heute noch den Nachteil eines niedrigen Wirkungsgrades und hoher Investitionskosten. Es ist deswegen noch wirtschaftlicher, Windparkbetreiber für Zwangsabschaltungen zu entschädigen, als den Überschuss über den Umweg Wasserstoff erneut zu verstromen und anderweitig zu Nutzen.

Die IVG sieht sich wegen der rasanten Entwicklung auf dem Forschungsgebiet der Wasserstoffspeicherung bestätigt, gemeinsam mit Partnern in Etzel eine Demonstrations- bzw. Pilotanlage für innovative Konzepte zur Speicherung von Windwasserstoff in Niedersachsen zu errichten und zu betreiben. Dabei soll eine Windwasserstoffanlage in Kombination mit einem Großspeicher abgebildet werden – also die Energie von Windkraftanlagen über die Elektrolyse als Wasserstoff in eine Salzkaverne eingespeichert – um den Wasserstoff dann anschließend anderen Nutzungen wie Einspeisung in das Gasnetz, Industrie, Mobilität oder der Rückverstromung zur Verfügung zu stellen.

Mit einer solchen Demonstrationsanlage in Etzel kann sowohl das Gesamtsystem Windenergie-Elektrolyse-Speichernutzer als auch die großvolumige Speichermöglichkeit von Windkraft der Nordsee mittelfristig aus dem Laborstadium heraus geführt und konkret getestet werden. Somit ist es möglich, den Energiespeicherungsprozess hinsichtlich Wirkungsgrad und Wirtschaftlichkeit zu optimieren. Ziel ist es, regenerativ erzeugte Überschussenergie nicht abzuregeln, sondern durch Speicherung volkswirtschaftlich sinnvoll zu nutzen. Der Standort Etzel im Nordwesten ist hierfür hervorragend geeignet, da

- in Etzel bereits ein hervorragend erkundeter Salzstock zur Verfügung steht
- die Infrastruktur und Sachkunde für die Erstellung von Kavernen vor Ort vorhanden ist
- sich der Energiespeicher Etzel im Zentrum der Windstromerzeugung befindet
- der Einspeisepunkt von offshore-Windenergieleistung aus der Nordsee unweit von Etzel liegt

und die Energiedrehscheibe Etzel ideale Möglichkeiten zum Einspeisen von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz bietet. IVG steht derzeit im Kontakt mit verschiedenen möglichen Projektpartnern.



Der Strombereich hat einen vergleichsweise kleinen Anteil am Gesamtenergieverbrauch in Deutschland. Wasserstoff hergestellt aus überschüssigem Windstrom hat das Potenzial alle Märkte zu verbinden, sei es Mobilität (Brennstoffzelle), Industrieverbraucher, den Wärmemarkt oder auch den Strommarkt und gleichzeitig den CO²-Emission deutlich zu senken.

Schema der geplanten Demonstrationsanlage der IVG in Etzel mit H₂-Nutzungspfaden

Fazit

Der Nordwesten Niedersachsens wird durch den Ausbau der Windenergie und von Energiespeichern zu einer der wichtigsten Energieregionen in Deutschland. Dabei können Kavernen zukünftig eine Schlüsselrolle übernehmen, da sie sich zur Speicherung von Überschussstrom in Form Wasserstoff oder künstlichem Methan (SNG) eignen. Damit kann der fluktuierende Windstrom volkswirtschaftlich sinnvoll genutzt werden und ein Beitrag für stabile Strompreise geleistet werden. Der anfallende Energieträger Wasserstoff kann zudem in allen Primärenergiebereichen (Industrie, Verkehr, Wärme) eingesetzt werden und so helfen, die Klimaziele Deutschlands (z.B. 80 % Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2050,

Reduktion der CO²-Emissionen um mindestens 80 % gegenüber dem Vergleichsjahr 1990 bis 2050) zu erreichen, weitere Wertschöpfung im Energieland Niedersachsen und insbesondere im Nordwesten zu generieren und Know How auszubauen.

www.kavernen-informationszentrum-etzel.de / www.ivg.de



Regionalen Energieversorgung mit Systemverantwortung für Effizienz und Versorgungssicherheit

Stralsund, 07.11.2013

Werner Ritter, VDI BV Mecklenburg-Vorpommern



Inhalt

1. Systemverantwortung
2. Systemverantwortung kommunaler Energieunternehmen
3. Versorgungssicherheit
4. Effizienz
5. Kommunale und Regionale Energieversorgung
6. Systemführung mit Systemtechnik
7. Zusammenfassung

Thermodynamik und Management

Der 0. Hauptsatz der Technik

- Trenne nie die technische Sicht von der Verantwortung!

Der 1. Hauptsatz der Technik

- Der Mangel an technischen Konzepten kann nicht durch Managementregeln ausgeglichen werden!

Klimaschutz:

Klimawandel – nachhaltige Energieversorgung

- Erneuerbare Energien
- Energieeffizienz
- Energieeinsparung

Für die Zweifler:

1. 50% von dem, was wir hätten tun müssen, haben wir nicht getan.
2. 80% von dem, was wir tun wollen, müssen wir ohnehin tun.
3. Was macht ihr, wenn die Klimaforscher doch richtig liegen?



1.1 Systemverantwortung

Eine anerkannte
Norm gibt es
nicht?

Was ist, was fordert eine Systemverantwortung?

- Die Übernahme der Gesamtverantwortung durch die Steuerung von verschiedenen Prozessen
- Das koordinierte Zusammenwirken von unterschiedlicher Technologie und Kompetenz
- Organisation einer effizienten Kommunikation von miteinander in Wechselbeziehung stehenden Prozesse ohne Rücksicht auf Strukturen

Was folgt?:

- Eine fachlich, technisch und organisatorisch geeignete Organisation muss diese Systemverantwortung übernehmen!

1.2. Systemverantwortung

Welche Voraussetzungen sind für die Wahrnehmung der Systemverantwortung erforderlich?

Auch die soziale
Komponente!!!

- Die zentrale Rolle des Systemverantwortlichen muss gelebt werden.
- Die Systemverantwortung ist vom Management legitimiert.
- Die Aufgabe des Systemverantwortlichen erfordert Entscheidungshoheit und Vetorechte.

Die Theorie ist klar. Aber in der Praxis funktioniert es oft nicht.

Spartendenken und “Spartenfürsten” unterstützen den Prozess der Systemverantwortung nicht!

1.3. Systemverantwortung

Praxisbeispiel 1: Projektabwicklung

Warum scheitern Projekte bzw. erreichen nicht die gestellten Ziele? An der Nichtwahrnehmung der Systemverantwortung ...?

- Projekte werden durch Termine, Kosten und Controller mehr verwaltet als unterstützt.
- Projektmanagement ist das klassische Beispiel für Systemverantwortung außerhalb vom Organisationsstrukturen.
- Sicherstellung der Systemverantwortung ist Teil der Methodenkompetenz bei der Projektabwicklung.
- Systemverantwortung als Methode muss von der Projektgruppe “gewollt” sein.

1.4 Systemverantwortung

Praxisbeispiel 2: IT-Projekte

- An die Methodenkompetenz stellen IT-Projekte besonders hohe Anforderungen.
Besonderheiten:
 1. Die Wirtschaftlichkeit von IT-Projekten wird in der Lastenheftphase bestimmt.
 2. Es gibt die 2-fache Systemverantwortung.
- Die IT-Systemverantwortung hat die Schnittstellenverantwortung.
- Der Liefervertrag regelt zwingend die IT-Systemverantwortung.



2.1 Systemverantwortung kommunaler Energieunternehmen

Systemverantwortung der Netzbetreiber [siehe §13 EnWG]

1. Gefährdung oder Störung durch Maßnahmen beseitigen.
2. Für Einspeisung und Entnahme Anpassung verlangen
3. Störung: Parameter können nicht mehr gewährleistet werden.
4. Bei Störungen ruhen die Leistungsverpflichtungen.
5. Über die Gründe sind Kunden und Behörden zu informieren.
6. Sind die Maßnahmen nicht erfolgreich, muss die Behörde unverzüglich informiert werden.
7. Schwachstellenanalyse und Maßnahmen treffen, Personal in der Leitstelle unterweisen



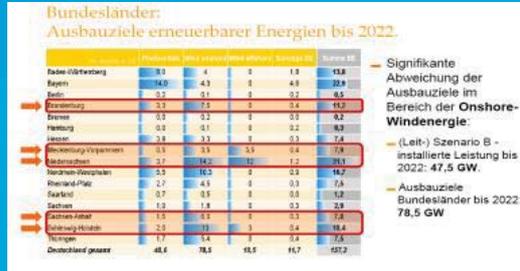
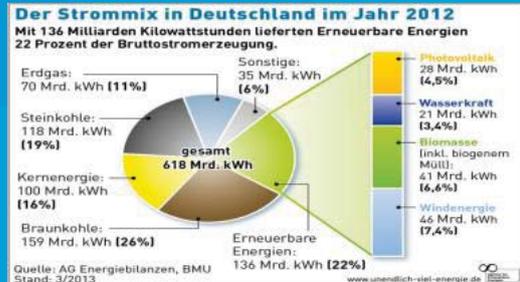
Aber: Kommunale Energieunternehmen nehmen eine Gesamtsystemverantwortung war! (Kunden, Wärme, Strom, Gas ...)

2.2 Gesamtsystemverantwortung kommunaler Energieunternehmen

1. Stromversorgungssicherheit wird immer stärker dezentral
2. Versorgungssicherheit und Effizienz gibt es nur noch im Kontext von Gas, Strom und Wärme
3. Stadtwerke bieten integrierte Lösungen für den regionalen Energiemarkt
4. Aktivität und Kooperation ist die Voraussetzung für Erfolg
5. Fernwärme (KWK) ist eine tragende Säule einer integrierten Energiewende
6. KWK hat eine Schlüsselrolle bei der Sicherstellung der Stromversorgungssicherheit
7. Moderne Fernwirk-, Leit- und Informationstechnik ist die Basis

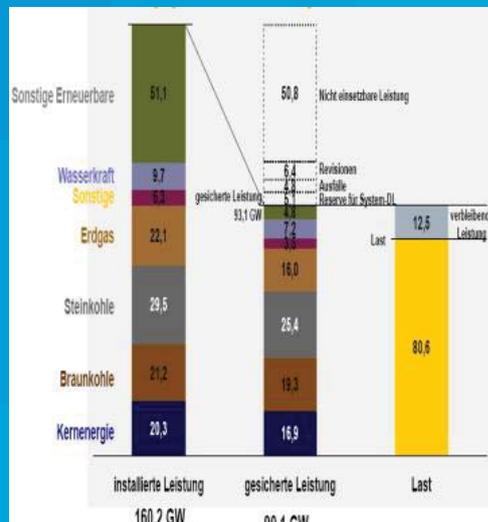
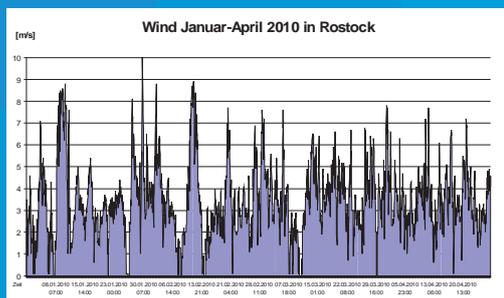
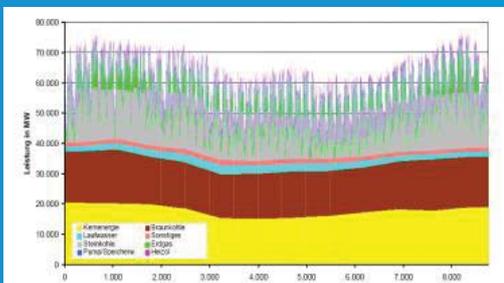
3. Versorgungssicherheit

Das Problem ist erkannt!



3. Versorgungssicherheit

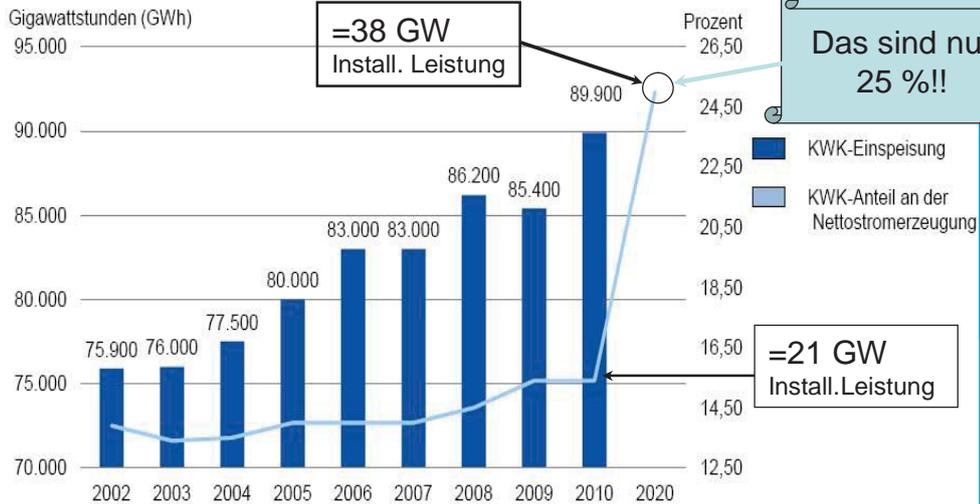
Leistungsbilanz



* Leistungsbilanz-Vorschau Januar 2011, 19:00h auf Basis AGZ 2010 gemäß System Adequacy Forecast 2011-2025 (erho-e) vom Herbst 2010
Quelle: erho-e 30Ew 2012 (Berechnungen auf Basis der Daten zur gesicherten Leistung einzelner Energieträger)

3. Versorgungssicherheit

Entwicklung der KWK-Einspeisung seit 2002



3. Versorgungssicherheit

vor wenigen Jahren noch
>50 MW jetzt > 5 MW

Regelenergie

- > Kurzfristiger Ausgleich von Schwankungen im Stromnetz
- > Der Bedarf an Regelenergie nimmt mit steigendem Einsatz erneuerbarer Energien zu

Beispiel:
Besicherung
1000 MW
Kraftwerk

Auch primär?

Primärregelung

- Automatisch innerhalb von 30 Sekunden
- Kraftwerke im Verbundnetz

Sekundärregelung

- Automatisch innerhalb von 5 Minuten
- Nur in betroffener Regelzone
- Pumpspeicherwerke oder Gasturbinenkraftwerke

Minutenreserve

- Auf Anforderung: innerhalb von 15 Minuten aktivierbar / deaktivierbar
- Löst Sekundärregelung ab
- Fahrplanlieferung zur vollen Viertelstunde

Motoren-KWK sind sehr flexibel

Primär- und Sekundärregelung starten gleichzeitig

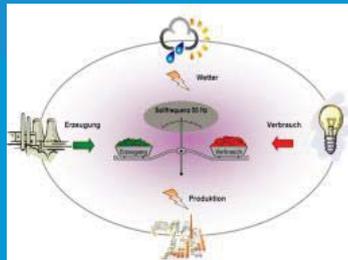
3. Versorgungssicherheit

KWK und Regelernergie Positive und Negative !

Die Erträge
könnten wesentlich
verbessert
werden

Der Strompreis
an der EEX
fällt und fällt...
[Merit Order !]

Wann schlägt er eigentlich auf?
Wer hat das erfunden?
Börse ?



KWK-Stromerzeugung ist
sehr flexibel und
**Kondensations-
stromerzeugung** nicht
grundsätzlich verboten.

Vor der Implementierung eines
Kapazitätsmarktes steht die
Sicherung vorhandener Strom-
erzeugungskapazitäten

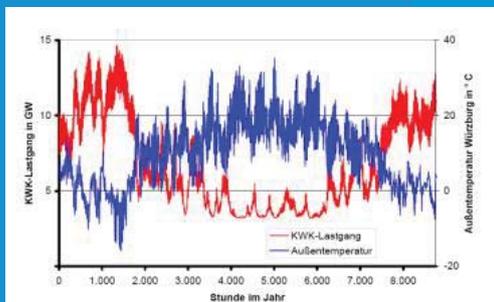
Leistung muss sich wieder lohnen !!

Flexibilitätsinvestitionen in KWK Kraftwerken sind
in der Regel effizient...
Geschätzt: 5-10 % einer Neuinvestition

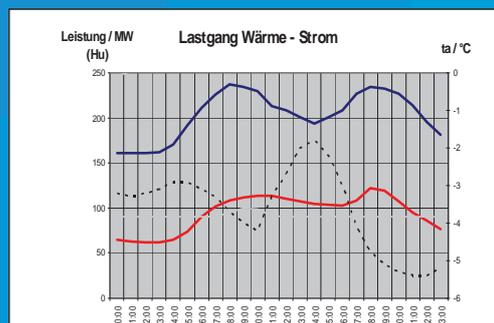


3. Versorgungssicherheit

KWK und Regelernergie



- Der Jahreslastgang Wärme liefert die KWK- Stromhöchstlast für das Verbundnetz.
- Der Tageslastgang Strom- und Wärmeverbrauch unterstützen den Regelernergiebedarf.
- Das Fernwärmenetz oder Fernwärmespeicher können als virtuelle Stromspeicher wirken.



Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber
in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen § 13 EnWG !!
Marktbezogene und Netzbezogene Maßnahmen...
Jetzt ist die Regelernergie schon vollständig verkauft !!!

vermeidene Netznutzung!!

3. Versorgungssicherheit

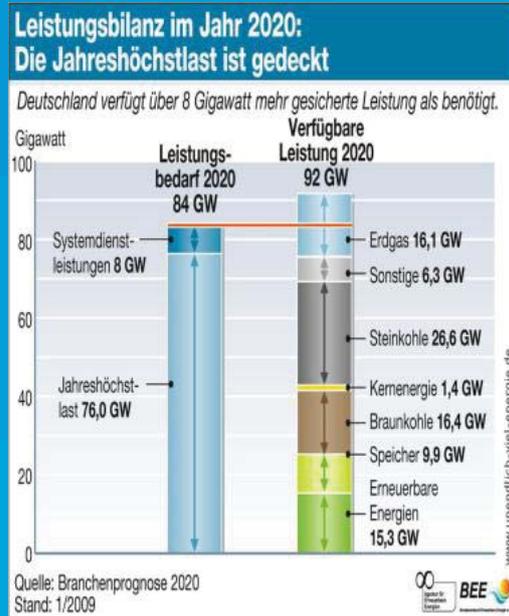
Noch einmal die Leistungsbilanz
dezentraler Stromerzeugung

-23 GW 2012

- 38 GW 2020 (25 % KWK)

- davon 8 GW BHKW+Biogen
(Speicherpotenzil !)

Behauptung:
35 % KWK sind möglich
= 50 GW Leistung



5. Kommunale und Regionale Energieversorgung

Schon wieder Smart....

- Virtuelles Kraftwerke setzen moderne Methoden der Systemverantwortung voraus
- Virtuelles Kraftwerk ist kein Smart Metering.
- Die zentrale Systemführung ist die Kernidee eines virtuellen Kraftwerkes. (Smart Grid).
- Bedingung sind die Online-Datenerfassung und Software für Prognose und Optimierung
- Die Technologie „Wärme“ ist Bestandteil des Smart Grid.
- Der Netzausbau kann optimiert werden (Netzausbaukosten)

Zusammenwirken von
unterschiedlicher
Technologie und
Kompetenz

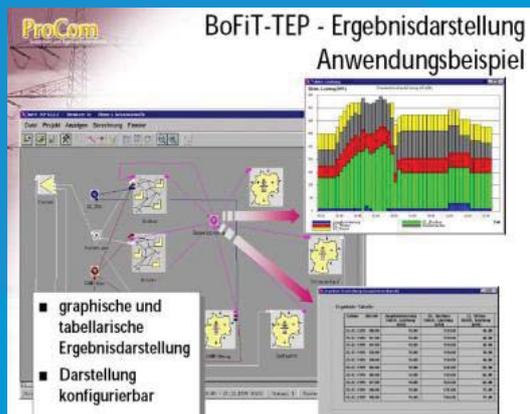
**Ziel ist ein Gesamtoptimum der Wärme-
und Stromversorgung.**



4. Effizienz

Dezentrale Erzeugung effizient vermarkten

Nicht der Einsatz der Software führt zu einem erheblichen kaufmännischen Effizienzgewinn, sondern das gemeinsame Wirken von Kompetenz und Technologie



Regelenergie

Intraday

Day-ahead

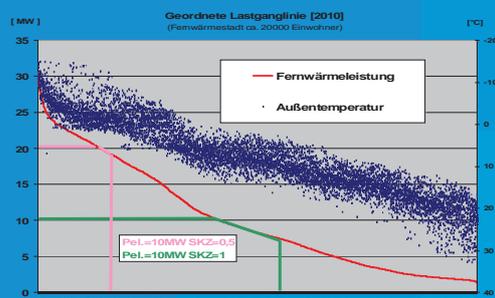
OTC

EE-Vermarktung

Kapazität ??

4. Effizienz

Wärmeabnahmeprosen ist eine Grundvoraussetzung



Die Grenzkosten werden durch die Fernwärmeabnahme und die KWK-Technologie bestimmt!

Diese werden am Großhandelsmarkt Strom gemessen.

Knappheitssignale am Strommarkt

Eine Handelsbereich ist dafür nicht erforderlich!

5. Kommunale und Regionale Energieversorgung



6. Systemführung mit Systemtechnik

Leit-, Informations- und Automatisierungstechnik
[vom Prozess bis in die Systemführungs(Leit)stelle und weiter...]

Ohne Technik geht auch die Wahrnehmung der Systemverantwortung nicht.

- Die Systemtechnik dient der Überwachung, Steuerung und dem Leiten.
- [Auch die Kommunikationstechnik muss diese Aufgabe sicherstellen]
- Diese Technik ist immer prozessübergreifend und in der Regel schon im Querverbund eingesetzt.
- Die Entwicklung im Energiemarkt, insbesondere eine stärkere Dezentralisierung, erhöht die Anforderungen an die Technik erheblich.

= Moderne echtzeitfähige SCADA Systeme

7. Zusammenfassung

- Flexible dezentrale Stromerzeugung leisten einen erheblichen Beitrag für die Sicherstellung der Stromversorgungssicherheit
- Die Einbeziehung der KWK-Technologie in das sogenannte “Strommarktdesign” ist zwingend erforderlich
- Die zunehmende Komplexität der Prozesses erhöht die Anforderungen an die Systemverantwortung deutlich
- Die Gesamteffizienz wird wesentlich verbessert
- Eine inovative Systemtechnik kann die Anforderungen umsetzen
- In den Industrieunternehmen sind weltweite Projektkooperationen auch mit Wettbewerbern Praxis.

Zum Schluss noch ein Hauptsatz und ein Beispiel für „Massiv gepflegte Vorurteile ...? und was ist ein Windheizer ?

Erst das Vorurteil:

„Die KWK-Technik vermeidet nur unter ganz bestimmten, nicht sonderlich realistischen Annahmen im erheblichen Maße CO₂.“

Kernforschungszentrum Karlsruhe im März 1993

Herr Carnot würde weinen...

Deutschland hat praktisch in 20 Jahren keine wesentliche Erhöhung des KWK-Anteils an der Stromerzeugung erreicht. [25% Ziel !!!]

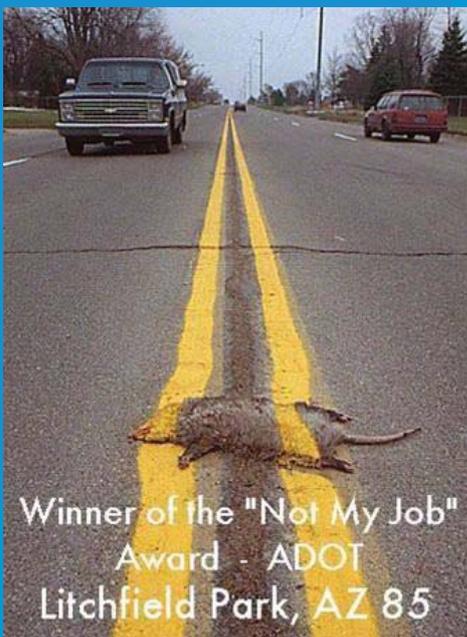
Der 3. Hauptsatz der Technik

- Ein erfolgreiches Projekt entsteht durch Ingenieurleistungen und nicht durch Projektcontrolling!

Die Anergie des Management: Kritik an Strukturveränderungen ist Hochverrat.

Sind Windheizer Effizienz ?

- „Power-to-Heat“ ist eine Elektroheizung
- Exergetisch betrachtet ist die Effizienz 0
- Es wird die höchst mögliche Entropiezunahme erzielt
- Aus 100% Exergie wird nahezu 100% Anergie !
- Keine Potenzial zu Wasserstoff als speicherfähiger Exergieträger
- Kosten der „E-Heizer“ sind praktisch zu vernachlässigen
- Welcher Markt kann bedient werden ??



- Viele Beteiligte wollen die Energiewende...
- einige auch nicht...
- eine Integration ist eine sehr komplexe Aufgabe...
- Ohne Integration und aktive Kommunen keine erfolgreiche Energiewende



Bezirksverein Mecklenburg-Vorpommern
Arbeitskreis Energie- u. Umwelttechnik

20. Symposium „Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik“



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Dipl.-Ing. (FH) Werner Ritter

Verein Deutscher Ingenieure
Bezirksverein Mecklenburg-Vorpommern
Leiter Arbeitskreis Energie- und Umwelttechnik

Tel. : (0381)8051700

Fax : (0381)8052701

Mobil: 01713118844

E-Mail: ak-eut-mv@vdi.de

Photocatalytic Water Splitting as Renewable Hydrogen Source

Nils Rockstroh, Michael Karnahl, Annette-Enrica Surkus, Henrik Junge, and Matthias Beller

Leibniz-Institute for Catalysis e.V. at the University of Rostock (LIKAT Rostock), Albert-Einstein-Str. 29, 18059 Rostock, Germany

An increasing world population is accompanied by a rising energy consumption and subsequently decreasing fossil resources.^[1] This set of problems boosted the search for alternative and sustainable energy sources and carriers such as the production of hydrogen from water using the energy provided by sunlight due to its almost infinite availability.^[1] Owing to the complexity of overall water splitting, the process is subdivided into the water reduction and the water oxidation reaction. Furthermore, the combination of different fields of research is necessary to meet all obstacles concerning chemical knowledge, material design, physical background and their intersections. Therefore, the LIKAT installed the project “Light2Hydrogen” funded by the BMBF, where these different research areas are integrated. Main objective of this project is the development of technological basics for the photocatalytic water splitting. An overview over the different research fields within this network is given in Figure 1.

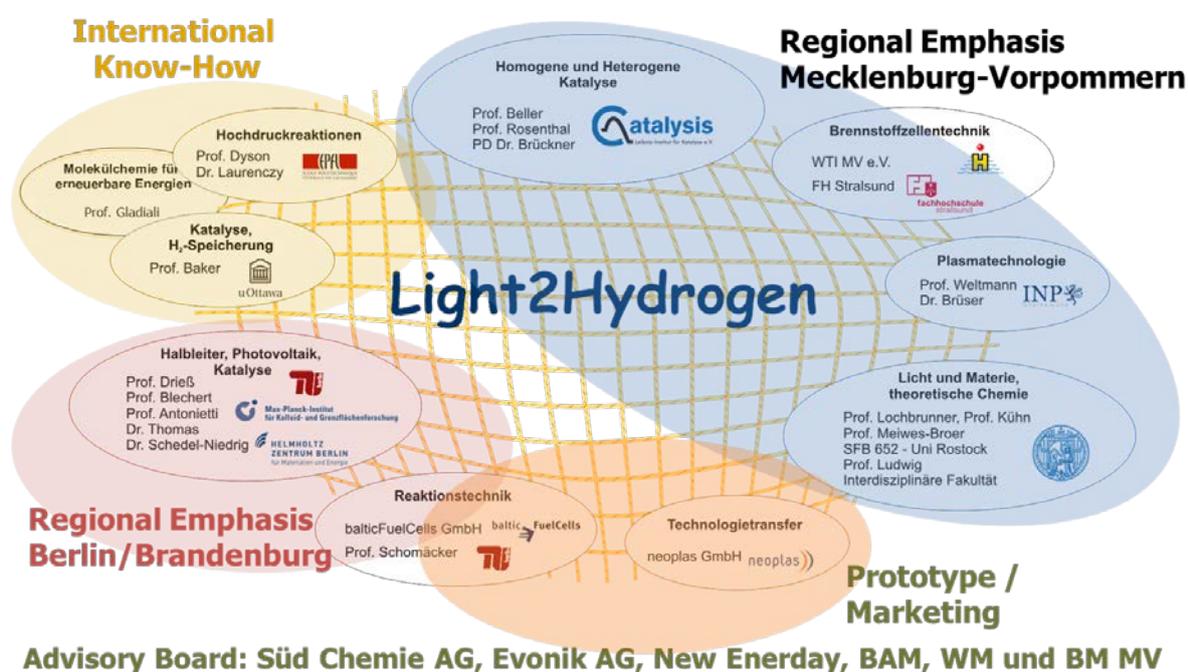


Figure 1. Network plan of the different partners involved in the BMBF project Light2Hydrogen.

Recent developments in homogeneous catalysis focus on the improvement of existing noble metal catalysts and their replacement by cheaper and abundant non-noble metals. Additionally, trends point at the design of biomimetic models as well as at systems utilizing the visible region of light. Goal of “Light2hydrogen” is furthermore to develop electrodes and test reactors and their

subsequent integration in a prototypal full water splitting cell. A scheme for water splitting half reactions is presented in Figure 2.

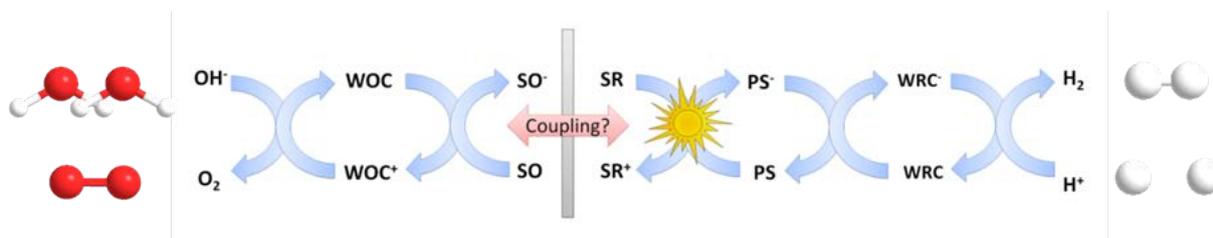


Figure 2. Proposed catalytic cycle for water oxidation (left) and water reduction (right). (WOC – water oxidation catalyst, SO – sacrificial oxidant, SR – sacrificial reductant, PS – photosensitizer, WRC – water reduction catalyst).

Catalyst Development for Hydrogen Generation

Based on literature known water reduction cascades, mainly comprised of noble metal water reduction catalysts (WRCs) and photosensitizers (PS) in combination with triethylamine as sacrificial reductant (SR), we firstly found systems using an iridium photosensitizer (PS) and commercially available iron(0) carbonyls as abundant and readily available water reduction catalyst.^[2a] Mechanistic investigations furthermore showed an increase of activity upon addition of phosphine ligands.^[2b] A typical hydrogen evolution curve is depicted in Figure 3 (left).

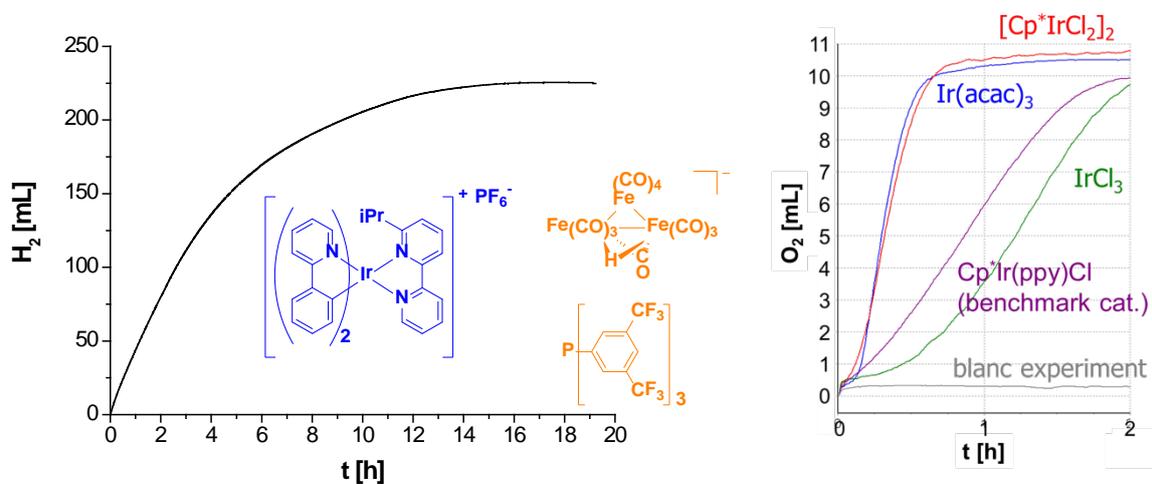


Figure 3. Hydrogen Generation from water using an iridium PS (blue, 15 μmol), a phosphine (5.0 μmol) stabilized iron WRC (orange, 3.3 μmol) in the presence of triethylamine (20 mL THF/TEA/ H_2O 3/2/1) as SR (left) and Oxygen Evolution curves from different precursors (1 μmol) in the presence of Cerium(IV) ammonium nitrate (1700 μmol) (right).

In the optimized setup we obtained a turnover number (TON) of 4550 for the iridium PS and 2770 for the iron WRC.^[2c]

Further efforts of our research focused on replacing the noble metal photosensitizer by a non-noble one leading to the application of copper sensitizers.^[3] The new sensitizers containing two different chelating N^N and P^P ligands showed activities in the same order of magnitude with TONs up to 1330 with respect to the copper photosensitizer.^[3b]

Catalyst Development for Water Oxidation

Furthermore, water oxidation experiments in the presence of the chemical oxidant $\text{Ce}(\text{NH}_4)_2(\text{NO}_3)_6$ (CAN) applying iridium based molecular catalysts or precursors were conducted.^[4] Testing with commercially available catalyst precursors showed turnover frequencies (TOFs) of more than $1300 \text{ mol}_{\text{O}_2} \text{mol}_{\text{Ir}}^{-1} \text{h}^{-1}$ and TOF_{max} (during the stage of reaction) of more than $1700 \text{ mol}_{\text{O}_2} \text{mol}_{\text{Ir}}^{-1} \text{h}^{-1}$. However, HAADF-STEM and EDXS measurements revealed the formation of nanoparticles during the course of the reaction.^[4a] Therefore, more defined molecular species were synthesized and catalytically tested.^[4b] Even though TOFs were lower in this case, more detailed information about the mechanism could be obtained by means of XANES, EXAFS, XRD and TEM studies. Here, a formation of nanoparticles was also observed being most probably the endpoint of catalysis. The ligands are supposed to play an important role in the formation of an active species out of the molecular precursors thus influencing both formation rate and catalytic activity of the final system.^[4b] Typical oxygen evolution curves and a HAADF-STEM image of involved nanoparticles is depicted in Figure 3 (right).

Electrode development

In this research area our efforts focused firstly on immobilization of known photosensitizers on a semiconducting material (TiO_2) in order to improve visible light response of the semiconductor and to combine the positive properties of the photosensitizers with the charge transfer capability of the support.^[5] Photocatalytic hydrogen evolution experiments showed that the activity of the sensitizers is retained. Furthermore, stability of these composites, which are possible electrode candidates, is enhanced through encapsulation in a polymer network.^[5]

From the proof of principle to a prototype

Ongoing research in our labs focusses on the development and implementation of test reactors and prototypes. In a first step, a proof of principle was demonstrated by setting up a fuel cell powered propeller using hydrogen from water splitting as fuel. In a second step, a (photo)electrochemical test reactor to investigate both water splitting half reactions in one setup was developed. This is needed to upscale experiences from our proof of principle experiment. In a third step, a prototype for larger scale water splitting will be developed. The propeller as well as the test reactor is shown in Figure 5.



Figure 4. (Photo)electrochemical test reactor (left) and fuel cell powered propeller using hydrogen from water splitting (right) developed within the project “Light2Hydrogen”.

Acknowledgement

The authors wish to thank the BMBF for the support within the project “Light2Hydrogen” (Spitzenforschung und Innovation in den neuen Ländern), the ministry of education, science and culture of Mecklenburg-Western Pomerania and Evonik-Degussa (part-financed by the State of North Rhine-Westphalia and co-financed by the European Union Investing in our Future, European Regional Development Fund). Furthermore, grants from the Fonds der Chemischen Industrie (FCI) as well as the Carl-Zeiss foundation are gratefully acknowledged.

References

- [1] a) N. Armaroli, V. Balzani: *Energy for a Sustainable World – From the Oil Age to a Sun-Powered Future*, WILEY-VCH, Weinheim, Germany, **2011**; b) N. Armaroli, V. Balzani, *Angew. Chem. Int. Ed.* **2007**, *46*, 52; c) N. S. Lewis, D. G. Nocera, *Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A.* **2006**, *103*, 15729; d) J. J. Concepcion, R. L. House, J. M. Papanikolas, T. J. Meyer, *Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A.* **2012**, *109*, 15560.
- [2] a) F. Gärtner, B. Sundararaju, A.-E. Surkus, A. Boddien, B. Loges, H. Junge, P. H. Dixneuf, M. Beller, *Angew. Chem.* **2009**, *121*, 10147; b) D. Hollmann, F. Gärtner, R. Ludwig, E. Barsch, H. Junge, M. Blug, S. Hoch, M. Beller, A. Brückner, *Angew. Chem.* **2011**, *123*, 10429; c) F. Gärtner, D. Cozzula, S. Losse, A. Boddien, G. Anilkumar, H. Junge, T. Schulz, N. Marquet, A. Spannenberg, S. Gladiali, M. Beller, *Chem. Eur. J.* **2011**, *17*, 6998.
- [3] a) S.-P. Luo, E. Mejía, A. Friedrich, A. Pazidis, H. Junge, A.-E. Surkus, R. Jackstell, S. Denurra, S. Gladiali, S. Lochbrunner, M. Beller, *Angew. Chem.* **2013**, *125*, 437; b) E. Mejía, S.-P. Luo, M. Karnahl, A. Friedrich, S. Tschierlei, A.-E. Surkus, H. Junge, S. Gladiali, S. Lochbrunner, M. Beller, *Chem. Eur. J.* **2013**, doi: 10.1002/chem201302091.
- [4] a) N. Marquet, F. Gärtner, S. Losse, M.-M. Pohl, H. Junge, M. Beller, *ChemSusChem* **2011**, *4*, 1598; b) H. Junge, N. Marquet, A. Kammer, S. Denurra, M. Bauer, S. Wohlrab, F. Gärtner, M.-M. Pohl, A. Spannenberg, S. Gladiali, M. Beller, *Chem. Eur. J.* **2012**, *18*, 12749.
- [5] M. Karnahl, E. Mejía, N. Rockstroh, S. Tschierlei, S.-P. Luo, K. Grabow, A. Kruth, V. Brüser, H. Junge, S. Lochbrunner, M. Beller, *ChemCatChem* **2013**, doi: 10.1002/cctc.201300459.

Energiewende und Regulierung

Stefan Saatmann, M.Sc.

*Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement / Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der Universität Leipzig,
Grimmische Str. 12, 04109 Leipzig, stefan@saatmann.de*

Keywords: Energiewende, Stromnetze, Regulierung

Abstract: Die Energiewende in Deutschland ist beschlossene Sache. Auf der Erzeugungsseite gibt es einen dynamischen Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE). Gefördert durch das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) verändert sich der Erzeugungsmix in einem rasanten Tempo. Insbesondere Wind und Solar haben bereits heute einen gewichtigen Anteil an der Stromerzeugung und werden zunehmend zu den bestimmenden Faktoren. Diese müssen jedoch in ein laufendes und historisch gewachsenes System integriert werden. Insbesondere im regulierten Bereich Stromnetz als natürliches Monopol entsteht Bedarf, Energie aus Sonne und Wind aufzunehmen und deren systemischen Auswirkungen regulatorisch abzubilden. Hier sind also neben den technischen, auch wirtschaftlich-regulatorische Anpassungen notwendig.

Abstract: The energy turnaround in Germany is a done deal. On the production side, there is a dynamic expansion of renewables. Funded by the EEG, the generation mixes changes at a rapid pace. Particularly wind and solar electricity generation are to be determined factors. However, this has to be integrated into an ongoing and historically developed system. Especially in the regulated power grid arises needs to manage solar and wind and to map their regulatory effects. In addition to technical also economically-regulatory adjustments are necessary.

1. Einleitung

Der politisch unterstützte Ausbau der erneuerbaren Energien begann bereits 1990 mit dem „Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz“ [1]. Dieses wurde dann im Jahr 2000 von dem EEG [2] abgelöst. Diese Gesetze haben den politischen Willen zum Ausbau der EE mit einem Einspeisevorrang versehen und damit deren Ausbau massiv gesteigert. Mit dem „Energiekonzept 2050“ von 2010 und einem 10-Punkte Sofortprogramm hat die deutsche Bundesregierung diesen grundlegenden Systemwechsel in der Energieversorgung weiter beschleunigt. Durch das Kernreaktorunglück in Fukushima/Japan im März 2011 wurde die Rolle der Kernenergie im deutschen Energiemix neu bewertet und am 06. Juni 2011 ein beschleunigter schrittweiser Ausstieg aus der Stromproduktion mit dieser Erzeugungsart bis 2022 beschlossen. [3] Diese politische Handlungsentscheidung markiert in Deutschland den Kern der „Energiewende“ [4].

Die energiepolitischen Beschlüsse vom Sommer 2011 definieren holistische Energie- und Klimaziele bis 2050 und bauen auf den Zielen der Europäischen Union (EU) und Deutschlands bis 2020 auf. Die Leitplanken für die Entwicklung des Energiesystems im Energiekonzept sind:

- Gesetzlich festgeschriebener Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernenergie bis 2022;

- Reduktionsziele für Primärenergie- und Stromverbrauch;
- Gesamtstrategie für das Jahr 2050 mit Reduktionszielen der Treibhausgasemissionen und Ausbauzielen der EE und des Kraft-Wärme-Koppelung-Anteils an der Stromerzeugung. [5]

Diese Ziele verändern die Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft und lassen Handlungsbedarf bei den Marktakteuren entstehen.

So stellen die wachsende Zahl der dezentralen Erzeugungskapazitäten die Übertragungsnetze und insbesondere die Verteilungsnetze vor immer größere Herausforderungen. Durch den Zubau von u. a. Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf der Erzeugerseite wird Strom auf allen Netzebenen produziert und in das Netz eingespeist. Dadurch häufen sich die Lastschwankungen oder es entstehen Prozesse der Lastflussumkehr durch z. B. Rückspeisung der über der örtlichen Stromnachfrage eingespeisten Leistung aus EE.[9] Die Verteilungsnetzbetreiber (VNB) agieren zunehmend als Systemdienstleister, um die durch volatile Erzeugung hervorgerufenen Spannungsschwankungen auszugleichen. Insgesamt entsteht ein Adaptionsbedarf der Verteilungsnetze an die veränderte Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur.

Folglich verursacht im System der Stromversorgung die veränderte Erzeugungsstruktur erhöhte Investitionen vor allem in die Netzinfrastruktur [6] und Veränderungen im Marktdesign, z. B. beim Design der Netzentgelte. [7] Im Gesamtsystem ergeben sich neue Herausforderungen und Anforderungen für die Energielogistik im Netz, um das fluktuierende Angebots- und die fluktuierende Nachfrage regional und lokal auszubalancieren. [8]

Diese Herausforderungen berühren die Regulierung, da sie durch gesetzte oder unterlassene Anreize zentralen Einfluss auf die Anpassungsgeschwindigkeit der Erzeugungs- und Verbrauchsseite in den Stromnetzen hat. Zwar sollen unterschiedliche Regulierungsinstrumente, wie z. B. das EEG oder die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), auf den einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette der Stromversorgung Veränderungen unterstützen – sie unterliegen jedoch keiner übergeordneten zielverschränkten Abstimmung.

Die vorliegende Arbeit zeigt die Diskussion zur Integration der EE in das bestehende Elektroenergiesystem auf. Die regulatorischen Rahmenbedingungen schließen die Betrachtung ab.

1.1 Kraftwerksstruktur in Deutschland (Stand 31.12.2012)

Die Kraftwerkslandschaft in Deutschland hat in den letzten Jahren eine starke Veränderung durchlaufen. Der Atomausstieg und die Förderung der EE waren hierbei die entscheidenden Treiber. Insgesamt betrug die Anzahl der Erzeugungsanlagen zum 31.12.2012 in Deutschland 1.338.959. Hervorzuheben sind hierbei die Anlagenzahlen von Solar und Wind mit 1.300.000 bzw. 23.000 Anlagen. Ihre gemein-

same installierte Leistung erreichte Ende 2012 bereits 65 GW. Diese Zahl verdeutlicht den Netzintegrationsbedarf und das bisher erreichte Mengenvolumen. Durch die Faktoren Einspeisevorrang und Dargebotsabhängigkeit werden sie zu den bestimmenden Elementen der Stromherstellung in Deutschland. Konventionelle Kraftwerke mit fossiler und nuklearer Erzeugung mit 102 GW installierter Leistung stellten jedoch weiterhin den Hauptteil der (Residual)Last mit 482 TWh von insgesamt 617 TWh in 2012. Folgende Tabelle fasst die Zahlen zusammen.

Darstellung 1: Kraftwerke in Deutschland 2012

Erzeuger	Anlagen	Inst. Leistung	Erzeugung
Energieträger	Anzahl	GW	TWh/a
Solar	1.300.000	33	28
Wind	23.000	32	45
Biomasse (Biogas)	8.000	5	41
Wasser	7.700	5	21
Fossil	250	90	382
Nuklear	9	12	100
	1.338.959	177	617

Quelle: Deutsche WindGuard GmbH, Bundesnetzagentur, Status am 31. Dezember 2012, AG Energiebilanzen e.V., Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012.

1.2 Charakteristika in der Einspeisung von Solar- und Windenergieanlagen

Im Grundsatz folgte im bisherigen System die Erzeugung der Last. Hervorgerufen war diese Verfahrensstrategie durch die Speicherfähigkeit fossiler Brennstoffe und ihrer darauf aufbauenden planbaren und steuerbaren Verstromung. Daraus entstand eine zentrale Erzeugungsstruktur mit einer nachgelagerten Verteilungstopologie im Stromnetz.

Die Charakteristika der Einspeisung von Solar- und Windenergieanlagen (WEA) stehen diesem System diametral entgegen. Zum einen sind Sonne und Wind dargebotsabhängig und somit nicht speicherfähig. Strom aus diesen beiden Quellen muss zunächst in Zwischenprodukte, bspw. Wasserstoff, umgewandelt werden, bevor erneut Strom hergestellt werden kann. Diese Dargebotsabhängigkeit macht die Stromherstellung weniger planbar. Zum anderen komprimiert sich die Betriebszeit der Erzeugungsanlagen. So laufen PV-Anlagen ca. 970 und WEA-Onshore ca. 1.650 Volllaststunden Betriebszeit ($h = W/P_{\text{Nenn}}$), während konventionelle Anlagen zwischen 3.200 und 7.640 Volllaststunden Betriebszeit Strom erzeugen.[10] Weiterhin bilden die Anlagen weitestgehend keine zentralen Kraftwer-

ke, sondern verteilen sich auf die Fläche. Dies wiederum kehrt die Verteilungstopologie der Netze um und erfordert veränderte Netzstrukturen bzw. -fahrweisen.[11]

Die Integration solcher Erzeuger mit fluktuierenden Erzeugungsmustern stellt somit die Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen zu jeder Zeit die Stabilität des Netzes garantieren und dafür sowohl temporäre Überangebote an erneuerbarem Strom wie auch das kurzfristige Wegbrechen solcher Erzeugungskapazitäten ausgleichen. Während Verteilungsnetzbetreiber ihren topologischen Strukturen folgend entweder überschüssigen EE-Strom einsammeln und abtransportieren oder aufnehmen und verteilen müssen. [12] Dabei muss der veränderte Erzeugungsmix in ein bestehendes und laufendes Energiesystem integriert werden. Somit umfassen die Maßnahmen zur Integration Erneuerbarer Energien in das Stromnetz die komplette Wertschöpfungskette wie z.B. flexible Erzeugungsmöglichkeiten konventioneller Kraftwerke oder der Einsatz von Energiespeichern durch die Endverbraucher. Letztendlich dienen die Maßnahmen dazu, die Systemstabilität unter Aufnahme großer Mengen Grünstroms zu erhalten.

2. Regulatorische Rahmenbedingungen der Energiewende

Regulierung ist im weiteren Sinne ein staatlicher Eingriff, der die Einkommens- und Ausgabenflüsse in Märkten mit entsprechenden Bonus- oder Malusanreizen umorganisiert. Im Zuge der Energiewende ist es Ziel auf Energiemärkten politisch gewünschte Effekte zu erreichen. Unterschiedliche Regulierungsinstrumente, wie z. B. das EEG auf der Stromerzeugungsseite oder die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) im Netzbereich, bilden diese Eingriffe ab und ergeben den regulatorischen Rahmen der Energiewende. Daher bestimmt die Regulierung in weiten Teilen das wirtschaftliche Umfeld der EE. Eine bessere Zielabstimmung zwischen der Regulierung und den Zielen der Energiewende unter Beachtung der energiewirtschaftlichen Zusammenhänge bleibt eine der zentralen Aufgaben der Energiewende. Notwendig wird eine übergeordnete Betrachtung, die versucht die Wechselwirkungen der Förder- und Regulierungselemente auf den verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette abzubilden.[13]

2.1 Förder- und Regulierungselemente

Im Gesamtsystem zeigt sich auf den Ebenen der Verteilungsnetzbetreiber und der Verbraucher Handlungsbedarf. Während auf der Erzeugungsseite bspw. mit dem EEG oder der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vielerlei Förder- und Regulierungselemente existieren, sind im Verteilungsnetz und beim Verbraucher die wirtschaftlichen Anreize unsicher bzw. ungelöst. Die derzeitige Anreizregulierung agiert im Wesentlichen vor dem Ziel der Kosteneffizienz. Die für die Netzbetreiber festgelegte Erlösobergrenze setzt Anreize für Kostensenkungen, aber nicht primär für Investi-

tionen. Hier wurde versucht mit Zusätzen, wie z. B. der Ausdehnung von § 23 Investitionsmaßnahmen ARegV auf die Hochspannungsebene, das Investitionsklima zu verbessern. Grundsätzliche Investitionshemmnisse wie der Zeitverzug sind bisher jedoch nicht ausgeräumt und die Anreize für Forschung und Entwicklung greifen nur sehr kurz. Am 05.07.2013 wurde im Entschließungsantrag des Bundesrates „*Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts*“ neben weiteren Detailänderungen darauf reagiert und eine Anerkennung der Ausgaben für Forschung und Entwicklung in der Erlösobergrenze genehmigt (siehe § 25a ARegV der Anerkennung von Forschung und Entwicklung in der Erlösobergrenze). Die weitergehende grundsätzliche Entwicklung der Regulierung ist derzeit jedoch noch offen. Für 2014 wird ein Evaluierungsbericht von der Bundesnetzagentur erwartet, der die Diskussion um die Ausgestaltung der dritten Regulierungsperiode ab 2019 in Gang setzen wird.[14]

2.2 Marktdesign

Ein weiteres Feld der regulatorischen Rahmenbedingungen der Energiewende sind die aktuellen Diskussionen um ein neues Marktdesign. Dies soll in Zukunft die notwendigen Investitionsanreize für den Umbau des Energiesystems gewährleisten. Elemente im Rahmen dieser Überlegungen sind u. a. die Netznutzungsentgelte und deren Ausgestaltung, Kapazitätsprämien, Standardlastprofile vs. flexible Verbraucherprofile, Speicherbonus oder die Neugestaltung des EEG. [15] Somit ist auch weiterhin tendenziell mit einer zunehmend komplexeren Regulierung zu rechnen. Zielführend ist es, die bereits vorhandenen neuen Anreize wie z. B. die Stromsteuerbefreiung für neue Speicher (z. B. Elektrolyse) in vorhandene und zukünftige marktorientierte Geschäftsmodelle einzuarbeiten. Hierbei auf die komplexen Wechselwirkungen der einzelnen Marktsegmente zu achten, stellt eine hervorgehobene Herausforderung dar.

3. Fazit und Ausblick

Um das Fazit zu strukturieren, sollen an dieser Stelle drei Betrachtungsebenen angeführt werden. Die Ebene der Stromerzeugung aus EE stellt sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen als weiterdynamisches Wachstumsfeld heraus. Dies führt auf der zweiten Ebene zu unterschiedlichen Anforderungen der Netzbetreiber, um die Netzintegration dezentraler erneuerbarer Erzeugungsanlagen in städtischen oder ländlichen Siedlungsgebieten erfolgreich zu bewältigen. Eine Teillösung kann somit in der dritten Ebene in einer angepassten Regulierung der Stromnetze liegen. Anspruch einer ursachengerechten Lösung dieses selbsterschaffenen Grundkonfliktes ist es, diesen hierzulande zu lösen und das Problem nicht in den europäischen Netzverbund zu verlagern.

Quellenverzeichnis

- [1] Weitere Hintergründe zur Entstehung des Gesetzes in *Berchem* Das unterschätzte Gesetz, 2006.
- [2] Das Gesetz regelt neben der vorrangigen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen auch die bestands-sichere Einspeisevergütung für die Erzeuger. Der Kurztitel lautet Erneuerbare-Energien-Gesetz und ergibt die gewähl-te Abkürzung EEG.
- [3] Diese Bewertung wurde von zwei von der Bundesregierung eingesetzten Kommissionen vorgenommen. Die Reaktorsicherheitskommission beschäftigte sich mit der technischen Sicherheit der Kernenergie. Zusätzlich wurden gesell-schaftliche und soziale Fragen einer zukünftigen Entwicklung der Energieversorgung durch die Ethikkommission „*Sichere Energieversorgung*“ beraten. Vgl. *Presse- und Informationsdienst der Bundesregierung* Reaktorsicherheit und Ethik, 2011.
- [4] Der Begriff der Energiewende wurde erstmals 1920 in Deutschland von *Micksch* verwendet. Der Titel des Beitrags war „*Energie und Wärme ohne Kohle*“ und befasste sich mit Ausführungen, den Energieträger Kohle mit Kernenergie in der Energieversorgung zu ersetzen. Im Jahr 1980 wurde von *Bossel et.al.* eine Studie unter dem Titel „*Energie-Wende: Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran*“ herausgegeben. Letztlich handelt es sich im heutigen Kon-text um einen politisch geprägten Begriff, der verkürzt einen kompletten Umbau der Energieversorgung bezeichnet.
- [5] Vgl. *Bundesregierung* Energiekonzept, 2010.
- [6] In der *DENA* Verteilnetzstudie von 2012 wird im konservativen Szenario NEP B 2012 bis 2030 das Investitionsvolu-men auf 11,4 Mrd. EURO im Nieder- und Mittelspannungsnetz geschätzt.
- [7] Gemäß der *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.* betrug der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung im Jahr 2000 mit 205 PJ 3,8 % und im Jahr 2011 mit 836 PJ 16,1 % der Bruttostromerzeugung. Im gleichen Zeitraum betrug der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromherstellung im Jahr 2000 mit 1851 PJ 34,7 % und im Jahr 2011 mit 1178 PJ 22,6 %. Diese Verschiebung dokumentiert die strukturellen Verschiebungen der Stromerzeugung, insbeson-dere wenn die Wetterabhängigkeit als Kriterium berücksichtigt wird. Vgl. *AG Energiebilanzen* Auswertungstabellen 1990 – 2011, 2013.
- [8] Vgl. *Wiechmann* Smart Market/Grid System, 2013.
- [9] Vgl. *DENA* Verteilnetzstudie, 2012.
- [10] Vgl. *Hille* Technische und Wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke, Dialogforum DENA 2012.
- [11] Vgl. *Strunz* Smart Grids und Integration erneuerbarer Energien, 2011.
- [12] Vgl. *Schulz* Stabilität durch Flexibilität, 2013.
- [13] Mehr zur Regulierungsdifferenzierung für Elektrizitätsverteilnetzbetreiber von *Hoffrichter / Bieschke*, 2012.
- [14] Vgl. *Bundesrat* Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts, Drucksache 447/13; Erläuterung , 912. BR, 05.07.2013.
- [15] Weitere Verordnungen die im Bundeswirtschaftsministerium vorbereitet werden, sind zu finden bei *Mühl* Lastmana-gement und Marktdesign, 2013.

„Schwimmende Fundamentstrukturen“

B. Schuldt, J. Großmann und F. Adam

ESG Edelstahl u. Umwelttechnik Stralsund GmbH, Ziegelstraße 8, D-18439 Stralsund

Schlüsselwörter: GICON®-SOF, Schwimmende Offshorefundamente

Zusammenfassung: Wind als Energiequelle zu nutzen stellt eine mögliche Art der regenerativen Energiegewinnung dar. Um Offshore auch in großen Wassertiefen wirtschaftlich gründen zu können hat die Firma GICON® gemeinsam mit universitären Partnerinstituten und industriellen Kooperationspartnern ein schwimmendes Offshorefundament (SOF) entwickelt um Windenergieanlagen (WEA) in Wassertiefen von 20 bis 350 m zu gründen. Der aktuelle Fokus der Forschungsarbeiten liegt auf dem Vergleich berechneter Modellergebnisse mit Messwerten aus einem maßstäblichen Versuch. Zu diesem Zweck wurden Experimente mit einem skalierten Modell in einem Wellentank durchgeführt.

Wind as an energy source represents one possible way to produce renewable energy. To found offshore wind turbines economical in deep water the company GICON® have developed together with their partners a floating offshore foundation (FOF) which provides a solution for harnessing the power of offshore wind at water depths between 20 and 350 m. The current research is focusing on comparing simulation results with experimental data. To this end experiments in a wave basin with a scaled model were done.

1. Einleitung

In Anbetracht des Klimawandels und motiviert durch die Absichten zur Umsetzung eines weltweiten Konzepts zur umweltfreundlichen Energiegewinnung gibt es eine Vielzahl von Forschungsvorhaben mit dem Ziel der Entwicklung und Umsetzung von Konzepten zur Nutzung von Energie aus regenerativen Energiequellen. Eine Möglichkeit dies umzusetzen sind Offshorewindparks, bei deren Umsetzung die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Rolle spielt. Es ist bekannt, dass mit zunehmender Wassertiefe Fundamente wie Jackets oder Monopiles unwirtschaftlich werden [8]. Das führt zu einem enormen Potenzial für schwimmende Fundamente, welche im Unterschied zu den genannten festen Gründungen für große Wassertiefen eine wirtschaftliche Alternative darstellen. Zwei Arten schwimmender Fundamente wurden bereits installiert. Im Jahr 2009 erfolgte die Installation des SPARBOUY der Firma STATOIL und im Jahr 2011 wurde das Halbtaucherprojekt WINDFLOAT ausgeschwommen. Andere schwimmende Fundamente befinden sich zurzeit in unterschiedlichen Phasen der Planung und Umsetzung [2,10]. BUTTERFIELD et al. haben einen Vorschlag zur Unterscheidung schwimmender Gründungen entsprechend ihres Stabilisierungskonzepts veröffentlicht. Demnach ist kein bekanntes Konzept ausschließlich einem Stabilitätsprinzip zuzuordnen. Gemäß der Klassifikation von BUTTERFIELD et al. ist das GICON®-SOF (Abbildung 1) infolge permanent vorgespannter vertikaler und diagonaler Ankerseile, welche die Plattform mit dem Meeresboden verbinden, hauptsächlich dem abspannstabilisierten Konzept zuzuordnen [3].

In Abhängigkeit der Seilanordnung und der Materialeigenschaften kann das SOF mit zusätzlichen geneigten Abspannseilen sehr stabil sein und zeigt kaum Kopplungseffekte zwischen hydrodynamischen und aerodynamischen Lasten.

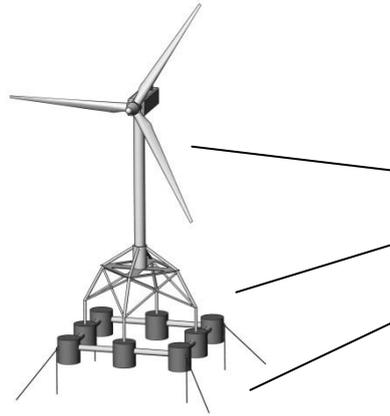


Abbildung 1: Das GICON®-SOF

Unabhängig davon müssen für den Designprozess die Eigenfrequenzen zur Bestimmung des grundlegenden dynamischen Verhaltens des SOFs erfasst werden. Es gilt Resonanzerscheinungen im Betriebsbereich der Anlage zu vermeiden. Daher ist es wichtig bei der Eigenfrequenzermittlung den nicht-linearen Seil E-Modul und die nicht-linearen hydrodynamischen Massenbeiwerte zu berücksichtigen. Gemäß den Erkenntnissen von FEYRER zum nicht-linearem Seil E-Modul und den Erfahrungen von KEULEGAN und CARPENTER [7] bzgl. der hydrodynamischen Massenbeiwerte [4] erfolgte die Erstellung des Berechnungsmodells.

Im Unterschied zu JONKMAN und MATHA [6], welche das Programm FAST zur Berechnung einer SOF Struktur nutzen, wird ANSYS zur Simulation des GICON®-SOF eingesetzt.

Grundlegende Erkenntnisse zum dynamischen Verhalten des SOFs konnten aus der Untersuchung zu den Eigenfrequenzen abgeleitet werden. Dabei beruhen die Eigenfrequenzänderungen zum einen auf der Veränderung der Lasten und dem damit zusammenhängenden Dehnungszustand der Seile. Zum anderen spielt der Abspannzustand, im Speziellen der Abspannwinkel der Diagonalseile, eine entscheidende Rolle.

2. Modell und Berechnungsmethoden

Die Konstruktion des GICON®-SOFs (Abbildung 1) ist durch seine zylindrischen, in einem Raumtragwerk angeordneten, Auftriebskörper charakterisiert. Der schwimmfähige Starrkörper ist gegen einen Auftriebsüberschuss des SOFs im abgespannten Zustand durch das Seilwerk mit dem Meeresboden verspannt. Entsprechend dieser Konfiguration wird das dynamische Verhalten der Struktur maßgeblich durch die Seileigenschaften definiert. Zusätzlich zu den vertikalen Seilen, welche typisch für diese Plattformart sind, wird das GICON®-SOF mit geneigten Seilen verspannt, die wiederum die Bewegungen des Systems infolge der horizontalen Lagerung einschränken. Entsprechend des ortsfesten Koordinatensystems, was sich am Übergang vom SOF zur Windenergieanlage befindet, lässt sich das Verhalten mit den Bewegungen des SOFs in Richtung der x-, y- und z-Achse und um diese Achsen beschreiben. Die x-Achse des kartesischen Rechtskoordinatensystem ist dabei immer parallel zur Welleneinfallrichtung ausgerichtet und die z-Achse ist kollinear zur Turmachse der WEA.

Das Abspannsystem ist maßgeblich durch die Abspannwinkel α und θ bestimmt. Dabei definiert α den Neigungswinkel der Seillängsachse relativ zum Meeresspiegel und θ den Schräkungswinkel zwischen der Seillängsachse und der Plattform (Abbildung 2). Eine Variation dieser Abspannwinkel bei konstanter Wassertiefe gab Aufschluss über die Eigenfrequenzen des GICON[®]-SOFs mit vertikalen und diagonalen Seilen [11]. Dabei ist es entscheidend, sowohl den nichtlinearen Seil E-Modul als auch die von der Re-Zahl und KC-Zahl abhängigen hydrodynamischen Massenbeiwerte zu berücksichtigen [1].

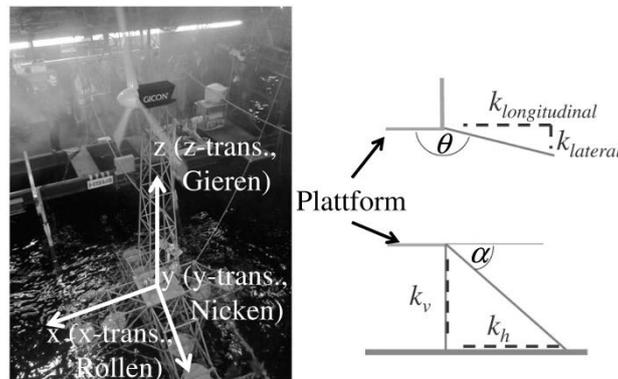


Abbildung 2: Skaliertes Modell im Wellentank der HSVA

Die Durchführung der gesamten Berechnung erfolgte mit ANSYS CLASSIC V14.5. Die schwimmende Gründung und der Turm wurden mit sogenannten PIPE288 Elementen diskretisiert. Aus den Gondel- und Blattmassen ergaben sich die Vorgaben für die am Turmkopf definierten Massenelemente. Infolge der Konstruktion ergaben sich Zusatzmassen für die Fachwerkknoten, welche es durch zusätzliche Massenelemente zu berücksichtigen galt. Federelemente dienen zur Definition der Seile, wobei die Elemente nur Zugkräfte aufnehmen können und keine Biegesteifigkeit aufweisen. Außerdem wurde der Seil E-Modul $E_s(F_s)$ in Abhängigkeit der Seilzugkraft entsprechend einer Seilzugmessung definiert. Eingabegrößen für die Seildefinition sind die Seilquerschnittsfläche A und die ungedehnte Seillänge L_0 .

Zunächst erfolgte die Eigenwertanalyse unter Verwendung des LANCZOS Algorithmus für eine Variation von α und θ . Die gewonnenen Ergebnisse bildeten die Grundlage für die Wahl zweier fester Abspannwinkel für das Modell unter Berücksichtigung der Resonanzeffekte. In der anschließenden Analyse folgte dann eine Belastung der Struktur durch Wellen, um eine Abhängigkeit der Eigenfrequenzen vom Verformungszustand ΔL des Abspannseilwerks zu erfassen. Dabei erfolgte die Definition der Wellenlasten auf die Balkenelemente durch die MORISON Gleichung. Entsprechend dieser empirischen Ansatzfunktion galt es die unterschiedlichen Koeffizienten dieser Gleichung, wie den Widerstands- oder hydrodynamische Massenbeiwert zu definieren.

Doch bevor die Eigenfrequenzen ermittelt wurden, erfolgte generell eine quasistatische Analyse mit der Auftriebskraft als Vorlast, um das Abspannsystem vorzuspannen und den Gleichgewichtszustand einzustellen. Um den Seil E-Modul realitätsnah zu ermitteln erfolgte dazu eine Iteration zwischen der Seilreaktionskraft infolge der Auftriebskraft und dem Seil E-Modul mit dem Abbruchkriterium von 5 % Abweichung für das Inkrement des E-Moduls. Die folgenden Modalanalysen am vorgespannten System lieferten so realitätsnahe Ergebnisse für das verformte System unter Auftriebsbelastung und eignen sich für die Gewinnung grundsätzlicher Erkenntnisse zum Abspannsystem, respektive dem dynamischen Verhalten des SOF.

Außerdem wurden für das Wellentankmodell die Skalierungsgesetze nach FROUDE angewendet [9]. Aus diesem Grund sind die Ergebnisse unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen auf das Großmodell übertragbar.

Zur Validierung der Berechnungsergebnisse fanden Messergebnisse aus der HSVA Verwendung. Dazu erfasste das inertielle Lage Referenz System die translatorischen Beschleunigungen und rotatorischen Geschwindigkeitskomponenten des Modells. Das optische Bahnverfolgungssystem KRYPTON hat zusätzliche Informationen zur Modellbewegung gemessen und Kraftmessdosen an den Abspannseilen zeichneten die Seilkraft-Zeit-Abhängigkeit auf. Auf die gemessenen Bewegungszeitsignalen erfolgte die Anwendung einer Fast FOURIER Transformation (FFT). Unter Berücksichtigung der Frequenzanteile des Wellenspektrums in den Bewegungssignalen war es möglich die Eigenfrequenzen aus den, in den Frequenzbereich transformierten, Signalen zu selektieren [1].

3. Ergebnisse

Ergebnisse zur Abspannwinkelvariation und zum Einfluss der Wellenbelastung wurden von ADAM et al. veröffentlicht [1, 11].

Um die gewonnen Erkenntnisse aus den Simulationen zu validieren, wurden die Ergebnisse exemplarisch für einen Lastfall mit jenen aus den Messergebnissen der HSVA verglichen (Abbildung 3).

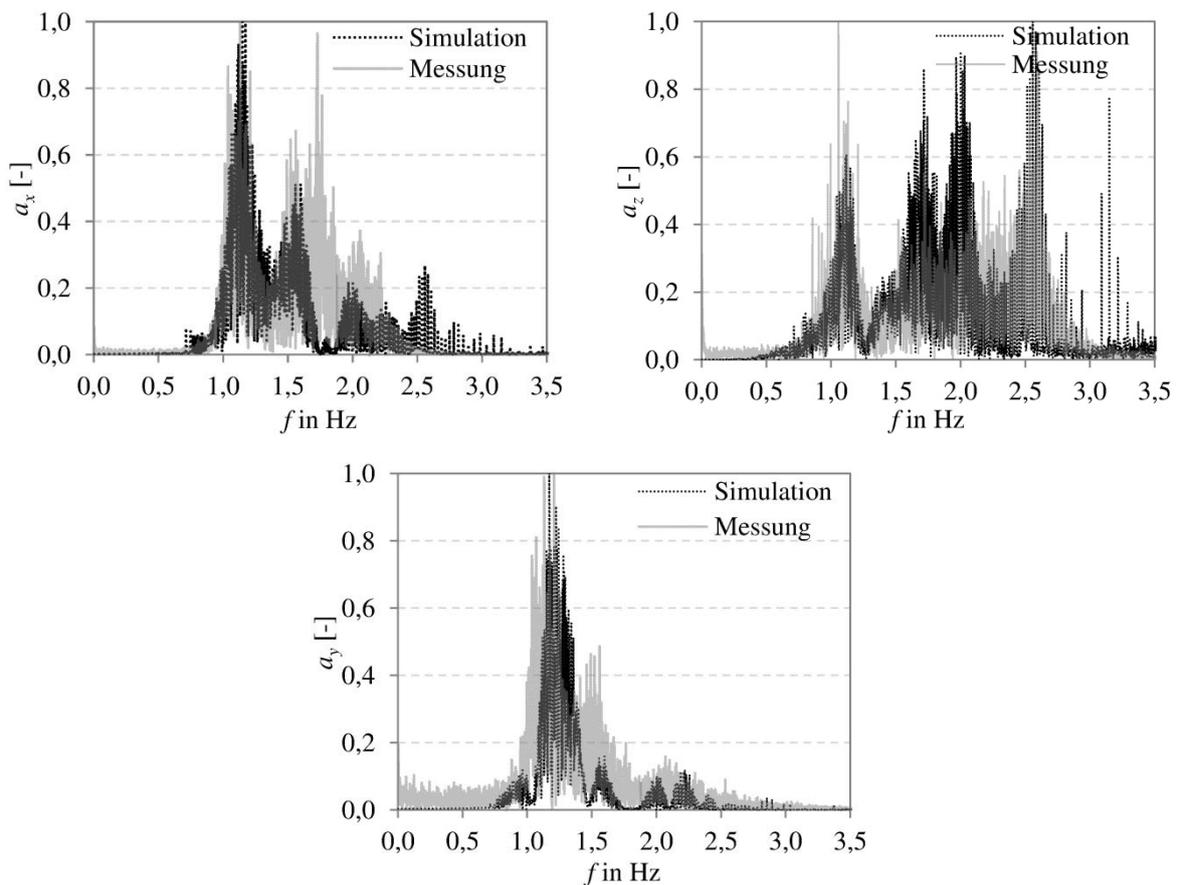


Abbildung 3: Vergleich der gemessenen Beschleunigungen mit den Berechnungsergebnissen

Der Vergleich zeigt eine gute Übereinstimmung zwischen den berechneten und gemessenen Eigenfrequenzen. Entsprechend erfolgte die Validierung der verwendeten Berechnungsmethoden und Modelle. Um die gekoppelten Simulationen mit Wellen- und Windbelastung zu validieren wurden weitere Versuche in einem Wind- Wellenkanal mit skaliertem WEA durchgeführt. Parallel dazu findet die Bemessung eines Funktionsmusters statt.

4. Zusammenfassung

In diesem Artikel wurde das GICON[®]-SOF als ein innovatives System zur Gründung von Offshorewindenergieanlagen in Wassertiefen zwischen 20 und 350 m vorgestellt. Erkenntnisse aus dem Vergleich gemessener mit berechneten Daten bilden dabei die Grundlage der Forschungsarbeiten. Weiterhin muss erwähnt werden, dass die Eigenfrequenzen des SOF zur Beschreibung der dynamischen Eigenschaften des Systems maßgeblich von den Abspannwinkeln der Diagonalseile abhängig sind und ein belastungsabhängiges Verhalten vorliegt. Ein Hauptgrund dafür ist die Nichtlinearität des Seil E-Moduls.

Die markante Abhängigkeit der Eigenfrequenzen des Systems mit vorgespannten Seilen gibt dem Ingenieur die Möglichkeit ein System, das kaum Resonanzen in Bezug auf Erregerfrequenzen wie die des Windes oder der Welle zeigt, zu entwerfen. Im Gegensatz zu herkömmlichen TLPs weist das GICON[®]-SOF eine größere Abspannsteifigkeit auf und bietet so dem Anlagenplaner zusätzliche Sicherheiten für die zu verwendende WEA. Außerdem weisen die zusätzlichen diagonalen Seile, bei Variation der Abspannwinkel, eine Vielzahl von Möglichkeiten auf, um das Gesamtsystem entsprechend der Belastungsfrequenzen abzustimmen.

Die experimentellen Ergebnisse sind konsistent mit den berechneten Ergebnissen. Die Installation eines Funktionsmusters im Großmaßstab ist für das Jahr 2014 in der Ostsee geplant.

Danksagung

Wir danken den Mitarbeitern der HSVA für die Durchführung der Messungen und die fachliche Unterstützung bei der Bewertung der Versuchsergebnisse. Unser besonderer Dank gilt dem Land Mecklenburg-Vorpommern für die finanzielle Unterstützung der Firma ESG GmbH als Teil der GICON Firmengruppe.

Quellen

- [1] Adam, F., Steinke, C., Dahlhaus, F. and Großmann J. (2013) "GICON-TLP[®] for wind turbines - Verification of calculated results", Proc. ISOPE 2013, Anchorage.
- [2] Bossler, A. (2012). "Floating Offshore Wind Foundations: Industry Consortia and Projects in the United States, Europe and Japan". Technical report, Main(e) International Consulting LLC.
- [3] Butterfield, S., Musial, W., Jonkman, J., and Sclavounos, P. (2005). "Engineering challenges for floating offshore wind turbines". Proc. Offshore Wind Conference Copenhagen.
- [4] Clauss, G. (1988). Meerestechnische Konstruktion. Springer
- [5] Feyrer, K. (2000). Drahtseile - Bemessung, Betrieb, Sicherheit. Springer.
- [6] Jonkman, J. and Matha, D. (2009). "A Quantitative Comparison of the Responses of Three Floating Platforms". Conference Report NREL/CP- 46726.
- [7] Keulegan, G. and Carpenter, L. (1958). "Forces on cylinders in an oscillating fluid". J. Res. Nat. Bur. Standards, 60:423 – 440.
- [8] Musial, W., Butterfield, S., and Ram, B. (2006). "Energy from offshore wind". Proc. Offshore Wind Conference Houston.
- [9] Schneekluth (1977). Hydromechanik zum Schiffsentwurf. Koehler.
- [10] Schuldt, B. (2006). "Schwimmende Fundamentierung als Alternative für große Wassertiefen". Schiff & Hafen (Offshore Technik), Vol 010/06:p.99 ff.
- [11] Adam, F., Steinke, C., Dahlhaus, F. and Großmann J. (2013) "Non-Linear Dynamic of a TLP for Wind Turbines – Verification of Calculated Results", Proc. NWC 2013, Salzburg.

MODELLENTWICKLUNG ZUM MARKTWIRTSCHAFTLICHEN SPEICHEREINSATZ

Forschungsarbeit, Abstract für einen Vortrag
Stefan Sieling (Vortragender), David Gohsen
LRST, Forschungsgruppe Energiewirtschaftliche Systemanalysen
Tel. +49 (0)241 80-90443, sieling@LRST.rwth-aachen.de

Hintergrund und Motivation

Aufgrund der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung steht das deutsche Stromversorgungssystem vor strukturellen Veränderungen. Die nach dem EEG gesetzlich vorrangige Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist dargebotsabhängig und volatil, was den Betrieb konventioneller Kraftwerke zur Deckung der Residuallast erschwert und die Frage eines systemgerechten Einsatzes von Stromspeichern aufwirft. Es ist jedoch unklar, wie sich ein marktwirtschaftlich orientierter Einsatz derartiger Speichersysteme im Optimum darstellt. Der Vortrag stellt hierzu Aufbau und Funktionsweise eines ganzheitlichen deterministischen Speichereinsatzmodells vor.

Methodik und Verfahren

Im Rahmen der Anwendung der Gemischt-Ganzzahlig Linearen Programmierung (GGLP) wird auf Grundlage von Day-Ahead- und Intradaypreisen, Leistungspreis-/Arbeitspreis-Kombinationen entsprechender Regelleistungsmärkte sowie exogen platzierter Regelleistungsabruflstrukturen eine geschlossene Verarbeitung aller Nebenbedingungen zur Bestimmung des globalen Optimums vorgenommen. Ein entscheidendes Kriterium zur Ermittlung der optimalen Vermarktung ist die Berücksichtigung aller relevanten technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen der Märkte für Fahrplanenergie und Reserve innerhalb der einzelnen Verfahrensschritte.

Exemplarische Untersuchung

Für die exemplarische Untersuchung wird eine fiktive Speichertechnologie zugrunde gelegt, deren technische Ausführung alle Präqualifikationsbedingungen der drei Regelleistungsmärkte erfüllt und somit eine vollkommene Partizipation ermöglicht. Demnach findet die sukzessive Teilnahme an Spot- und Regelleistungsmärkten mit realen Preisdaten eines exemplarischen Zeithorizontes aus dem Jahr 2012 statt. Für die Reservemärkte werden entsprechende LP-/AP-Kombinationen derart gebildet, dass eine Abschätzung zu der gesicherten Teilnahme an PRL-, SRL- und MRL-Markt getroffen wird. Bilaterale Verträge sowie weitere nicht-marktbasierte Systemdienstleistungen werden nicht betrachtet.

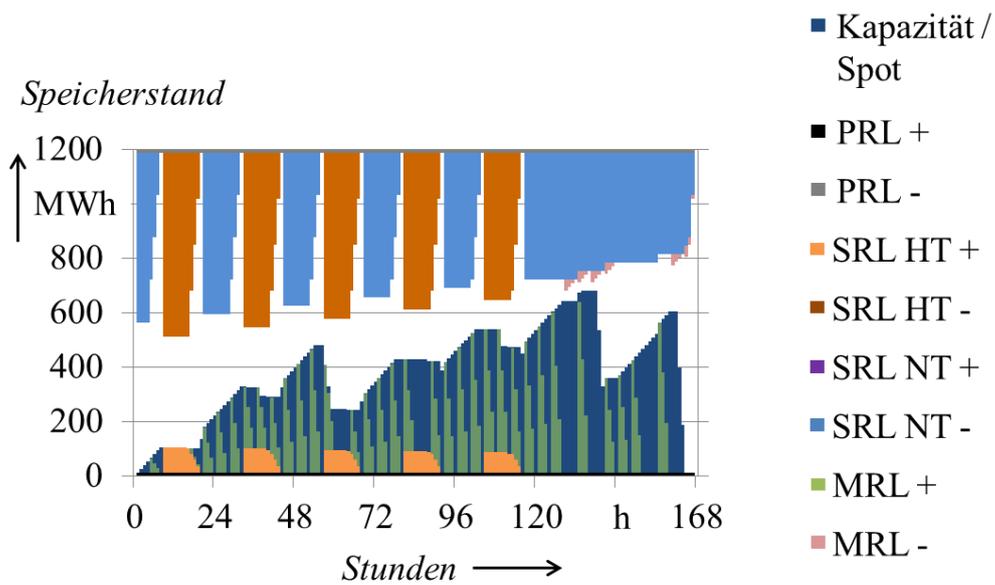


Abbildung 1: Exemplarische Wochenoptimierung 2012 an Spot-, PRL-, SRL- und MRL-Markt.

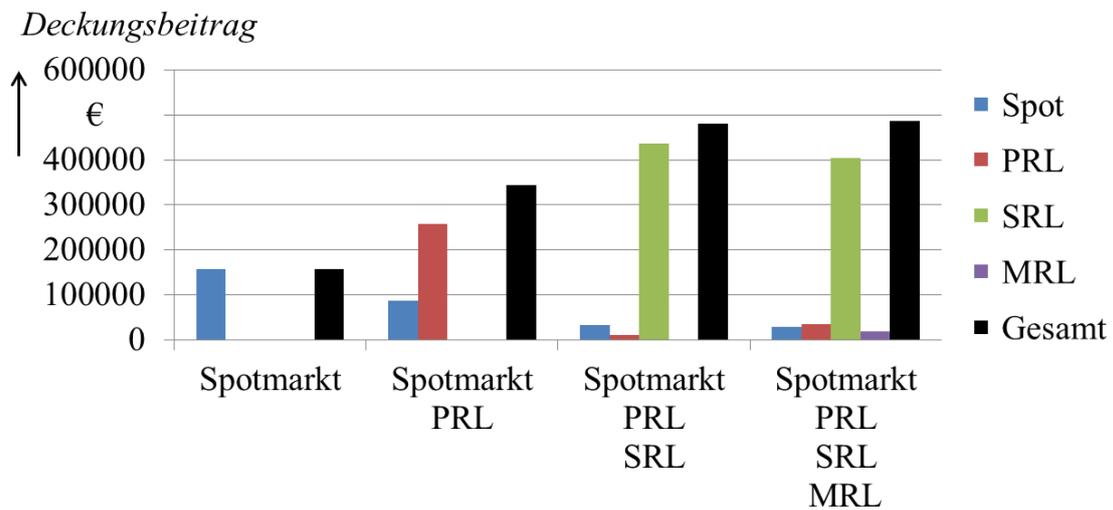


Abbildung 2: Deckungsbeiträge einzelner Märkte aus exemplarischer Wochenoptimierung 2012.

Performance of Large Scale PV Power Plant in Thailand

Chatchai Sirisamphanwong*, Nipon Ketjoy, Sukruedee Sukchai, Kongrit Mansiri,
Rattaporn Ngongmeesri

School of Renewable Energy Technology (SERT),
Naresuan University (NU), Phitsanulok 65000, Thailand.

Tel: +6655 963 195 Fax: +6655 963 182

*Corresponding author. E-mail: chatchaisi@nu.ac.th

Abstract

This paper presents the performance of large scale photovoltaic (PV) power plant in Thailand during the first year installation under Thailand climate condition. 4.5 MW_P PV power plant was installed at Phetchaboon Province, Thailand. This PV power plant consists of 3 main components: poly crystalline silicon PV modules (p-Si), solar inverter and transformer. The PV power system were recorded the important parameters such as solar irradiance, PV output power, module temperature etc. from December 2011 to July 2012, which was used in evaluation processes. The performance evaluation result found that the average array yield (Y_A) and final yield (Y_F) of the PV power plant are 4.24 h/d and 4.05 h/d, respectively at the reference yield equal to 5.39 h/day. The capture loss (L_C) and system loss (L_S) are 1.15 h/d and 0.19 h/d.

Keywords: Performance / Large Scale / PV Power Plant

1. Introduction

The solar map of Thailand shows that the majority of the country receives the maximum solar energy during April and May with values ranging from 5.56 – 6.67 kWh/m²d. The total daily solar radiation of an annual average overall country area has a value of 5.06 kWh/m²d as shows in Figure 1. [1]

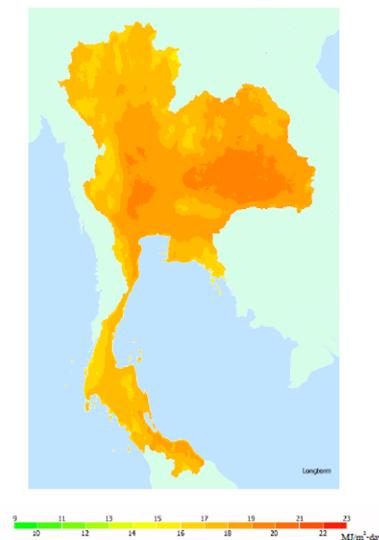


Figure 1 Solar Map of Thailand.

A photovoltaic (PV) power plant for a grid connection system is one of the power plants based on solar energy. The system consists of three main components: firstly, the photovoltaic generator converts solar energy into electric energy in direct current (DC).

Secondly, central power conditioning system adapts electric energy in DC into alternating current (AC) three-phase with 400 V, 50 Hz. The last part is transformer, which transforms AC into 22 kV, matching with the distribution line. Then the electricity can be sold to PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY (PEA).

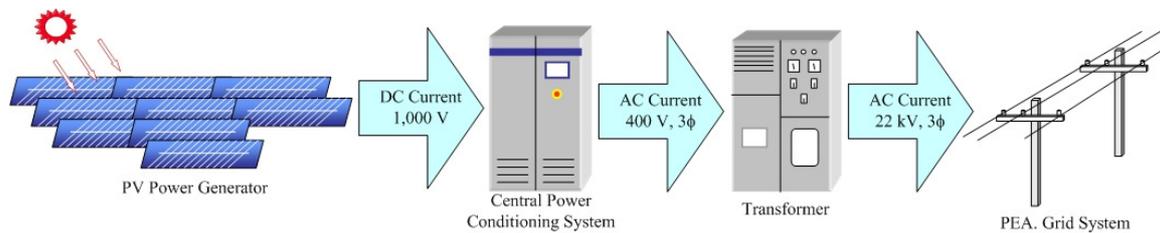


Figure 2 Schematic diagram of PV power plant for a grid connection system.

During 2008, the growth rate of proposed sale of electricity generated by PV to public grid have increased because of the government gave the subsidy, adder 8 THB/kWh (0.2 Euro Cents/kWh), for PV technology and the adder was reduced to 6.5 THB/kWh (0.16 Euro Cents/kWh) in 2010. In the end of 2011, the total accumulated of PV power plants were 100 MW. In the end of 2013, total accumulating PV power plant installation in Thailand will reach 1,000 MW_p as shown in Figure 3.

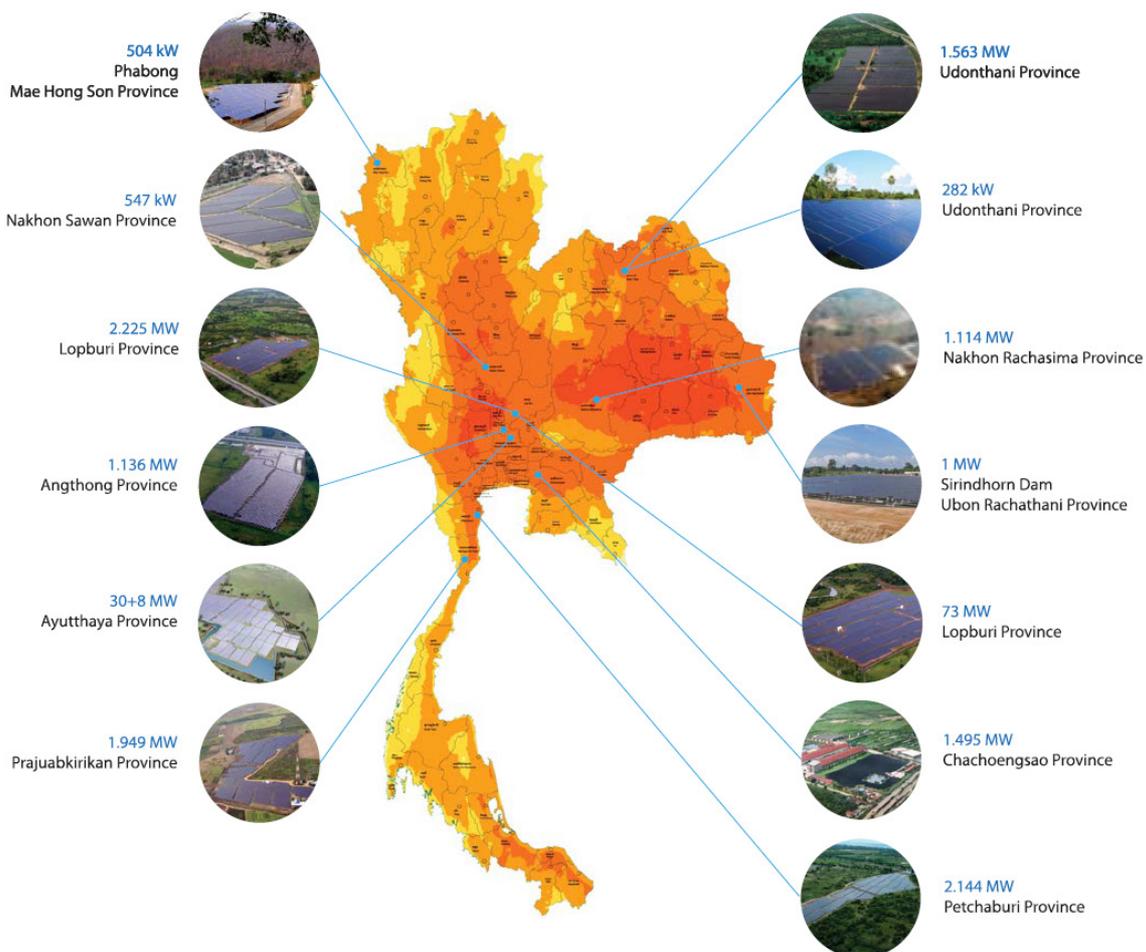


Figure 3 Mega-PV power plant in Thailand since 2011

The performance evaluation of the PV power plant is very important activities because of the performance results can be used for adjustment and maintenance of PV system to maintain at high performance all the time. In Thailand, a lot of PV power plants were installed and evaluated such as 500 kWp PV power plant at Mae Hong Son province. The results found that the final yield of PV power plant is between 2.91 h/d 3.98 h/d and the performance ratio is between 0.7 to 0.9 [2]. This paper presents the performance of 4.5 MWp PV power plant in Phetchaboon province, Thailand.

System Components

4.5 MWp photovoltaic power plant consists of three main components: poly- crystalline silicon PV modules (p-Si), solar inverter and transformer, which are separated into 5 substations. Each substation consists of 1 MWp PV modules, 2 units of 500 kW solar inverter and a 1250 kVA transformer. However, there is one substation consists of 0.5 MWp PV modules, a unit of 500 kW solar inverter and a unit of 500 kVA transformer.

2. Data Collection

The 4.5 MW_p PV power plant is fully monitored to assess the potentiality of PV technology and performance of the system. The monitoring system was designed to meet guideline of standard IEC 61724 [3] and within the framework of the International Energy Agency Photovoltaic (IEA PVPS) Program Task 2 [4]. The data was collected from December 2011 – July 2012. The important parameters are measured as shown in Table 1.

Table 1 The monitoring parameters

Parameter	Symbol	Interval time
Solar Irradiance in array plane	G_T	1 min
Module Temperature	T_m	1 min
Ambient Temperature	T_a	1 min
PV Voltage of Substation 4 - 7	$V_{Sub\ 4-7}$	1 min
PV Current of Substation 4 - 7	$I_{Sub\ 4-7}$	1 min
PV Power of Substation 4 - 7	$P_{Sub\ 4-7}$	1 min
AC Voltage of Substation 4 - 7	$V_{AC,Sub\ 4-7}$	1 min
AC Current of Substation 4 - 7	$I_{AC,Sub\ 4-7}$	1 min
Active Power of Substation 4 - 7	$P_{AC,Sub\ 4-7}$	1 min
Frequency of Substation 4 - 7	$F_{AC,Sub\ 4-7}$	1 min

3. Performance Evaluation

From the important parameters such as solar irradiance, PV voltage, PV current, inverter output voltage, inverter output current, and inverter output power that measured and collected by the monitoring system of the PV power plant. The technical analysis processes of IEA PVPS Task 2 – Performance, Reliability and Analysis of Photovoltaic Systems that based on EU guidelines and IEC 61724 standards [4-8] are used to evaluate the performance of PV power system in this paper. The main important parameters and equations for analysis presents as follows:

$$Y_r = H_p/G_{ref} \quad (1)$$

$$Y_A = E_A/P_0 \quad (2)$$

$$Y_f = E_{PV,use}/P_0 \quad (3)$$

$$PR = Y_f/Y_r \quad (4)$$

$$L_C = Y_r - Y_A \quad (5)$$

$$L_S = Y_A - Y_f \quad (6)$$

Where:

- Y_r = Reference yield (h/d)
- H_l = Global irradiation in the plane of the array (kWh/m^2)
- G_{ref} = STC reference in plane irradiance (W/m^2)
- Y_A = Array yield (h/d)
- E_A = Annual mean yields (kWh)
- P_0 = Nominal power (kW_p)
- Y_f = Final PV system yield (h/d)
- $E_{PV,use}$ = Direct PV energy contribution to use (kWh)
- PR = Performance ratio
- L_C = Array capture losses (h/d)
- L_S = System losses (h/d)

4. Results and Discussion

The monthly average daily of reference yield (Y_r) is varying from 4.60 to 6.00 h/d, which are shown in Figure. 4. The average of Y_r for this area is 5.39 h/d that is a little higher than the annual daily average reference yield of Thailand, 5.05 h/d that given by Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE)[2]. Y_r in substation 4, 5 and 5.5 is varying from 4.96 to 6.00 h/d with the average Y_r at 5.57 h/d, substation 6 is varying from 4.60 to 5.50 h/d with the average Y_r at 5.12 h/d, and substation 7 is varying from 4.63 to 5.54 h/d with the average Y_r at 5.14 h/d.

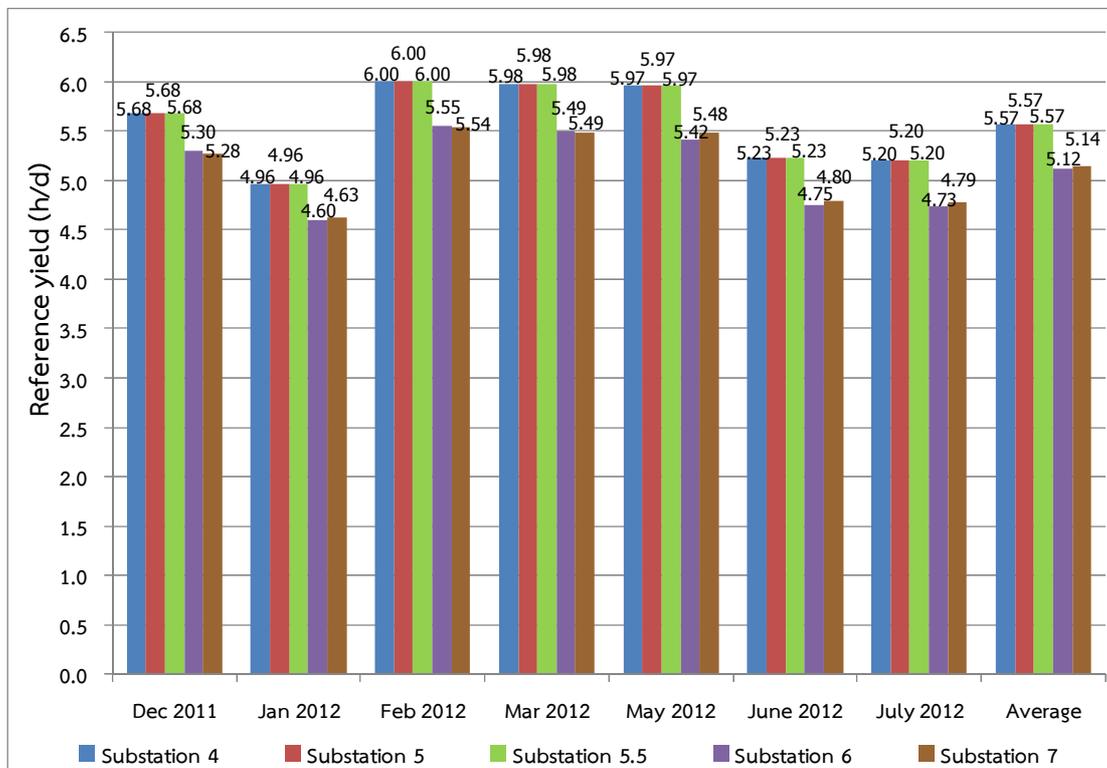


Figure 4 Evaluation results of the monthly average daily of reference yield.

The monthly average daily of array yield (Y_A) in substation 4 is varying from 3.68 to 4.69 h/d with the average Y_A at 4.29 h/d, substation 5 is varying from 3.72 to 4.47 h/d with the average Y_A at 4.11 h/d, substation 5.5 is varying from 3.71 to 4.76 h/d with the average Y_A at 4.33 h/d, substation 6 is varying from 3.88 to 4.72 h/d with the average Y_A at 4.31 h/d and substation 7 is varying from 3.82 to 4.64 h/d with the average Y_A at 4.16 h/d. The evaluation results of Y_A in substation 4, 5, 5.5, 6 and 7 are displayed in Figure 5. The Y_A of 4.5 MW_p PV power plant is 4.24 h/d.

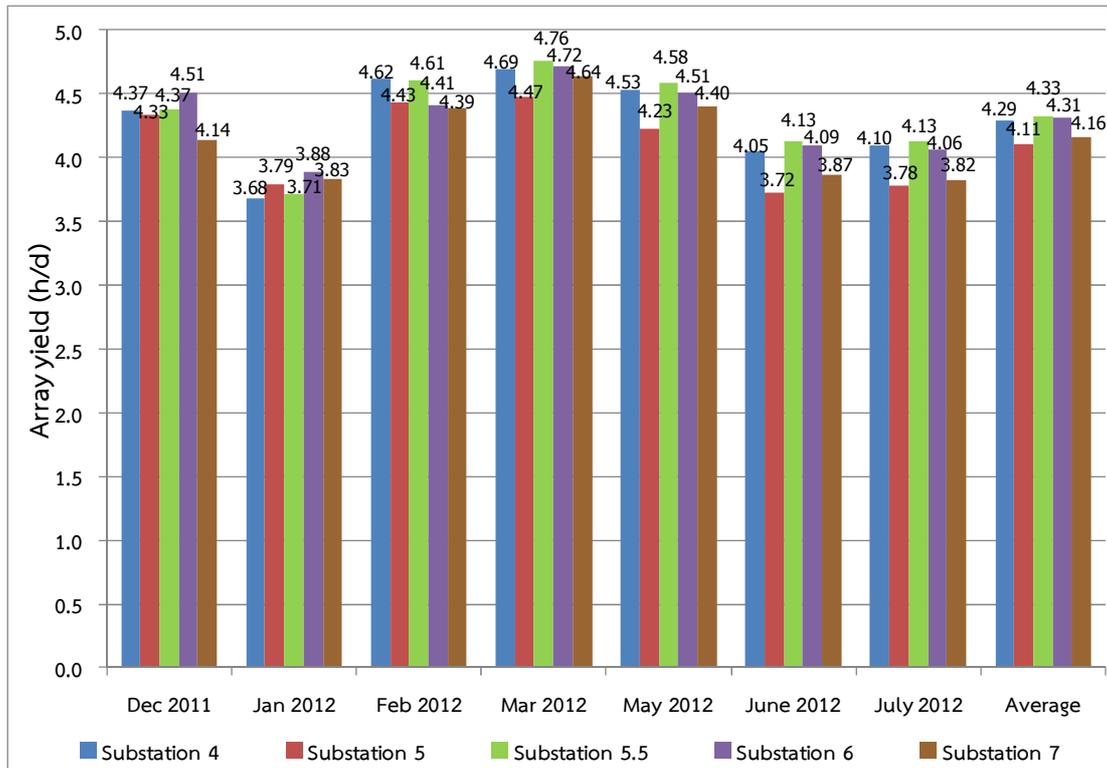


Figure 5 Evaluation result of the monthly average daily of array yield.

The monthly average daily of final yield (Y_f) in substation 4 is varying from 3.49 to 4.49 h/d with the average Y_f at 4.09 h/d, substation 5 is varying from 3.57 to 4.31 h/d with the average Y_f at 3.96 h/d, substation 5.5 is varying from 3.51 to 4.54 h/d with the average Y_f at 4.12 h/d, substation 6 is varying from 3.70 to 4.52 h/d with the average Y_f at 4.12 h/d, and substation 7 is varying from 3.59 to 4.41 h/d with the average Y_f at 3.94 h/d. The evaluation result of the monthly average Y_f Y_A in substation 4, 5, 5.5, 6 and 7 is illustrated in Figure 6. The Y_f of 4.5 MW_p PV power plant is 4.05 h/d.

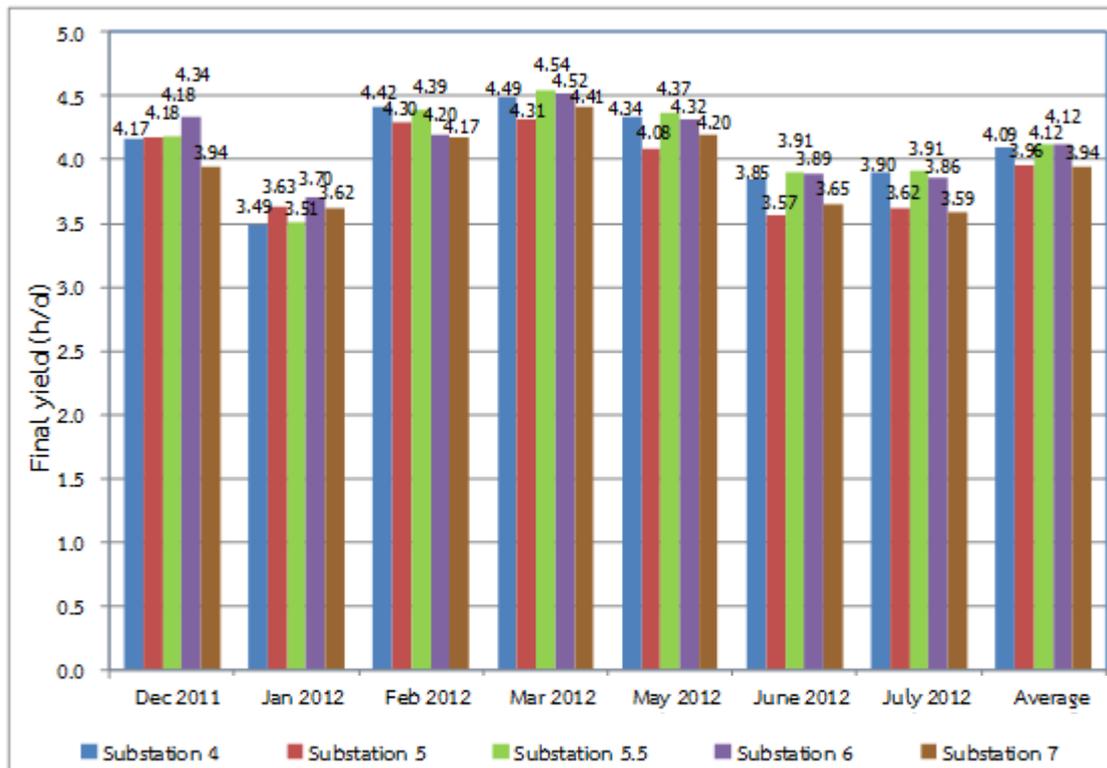


Figure 6 Evaluation result of the monthly average daily of final yield.

Figure 7 displays the normalized analysis of the 4.5 MWp PV power plant. It was shown that the average of capture loss (L_c) in substation 4 is varying from 1.10 to 1.43 h/d with the average L_c at 1.28 h/d, substation 5 is varying from 1.17 to 1.74 h/d with the average L_c at 1.47 h/d, substation 5.5 is varying from 1.07 to 1.39 h/d with the average L_c at 1.25 h/d, substation 6 is varying from 1.08 to 1.59 h/d with the average L_c at 1.26 h/d, and substation 7 is varying from 1.13 to 1.61 h/d with the average L_c at 1.42 h/d. The monthly average system loss (L_s) in substation 4 is varying from 0.19 to 0.20 h/d with the average L_s at 0.20 h/d, substation 5 is varying from 0.14 to 0.16 h/d with the average L_s at 0.15 h/d, substation 5.5 is varying from 0.19 to 0.23 h/d with the average L_s at 0.21 h/d, substation 6 is varying from 0.17 to 0.21 h/d with the average L_s at 0.19 h/d, and substation 7 is varying from 0.20 to 0.23 h/d with the average L_s at 0.21 h/d. The capture loss (L_c) and system loss (L_s) are 1.15 h/d and 0.19 h/d.

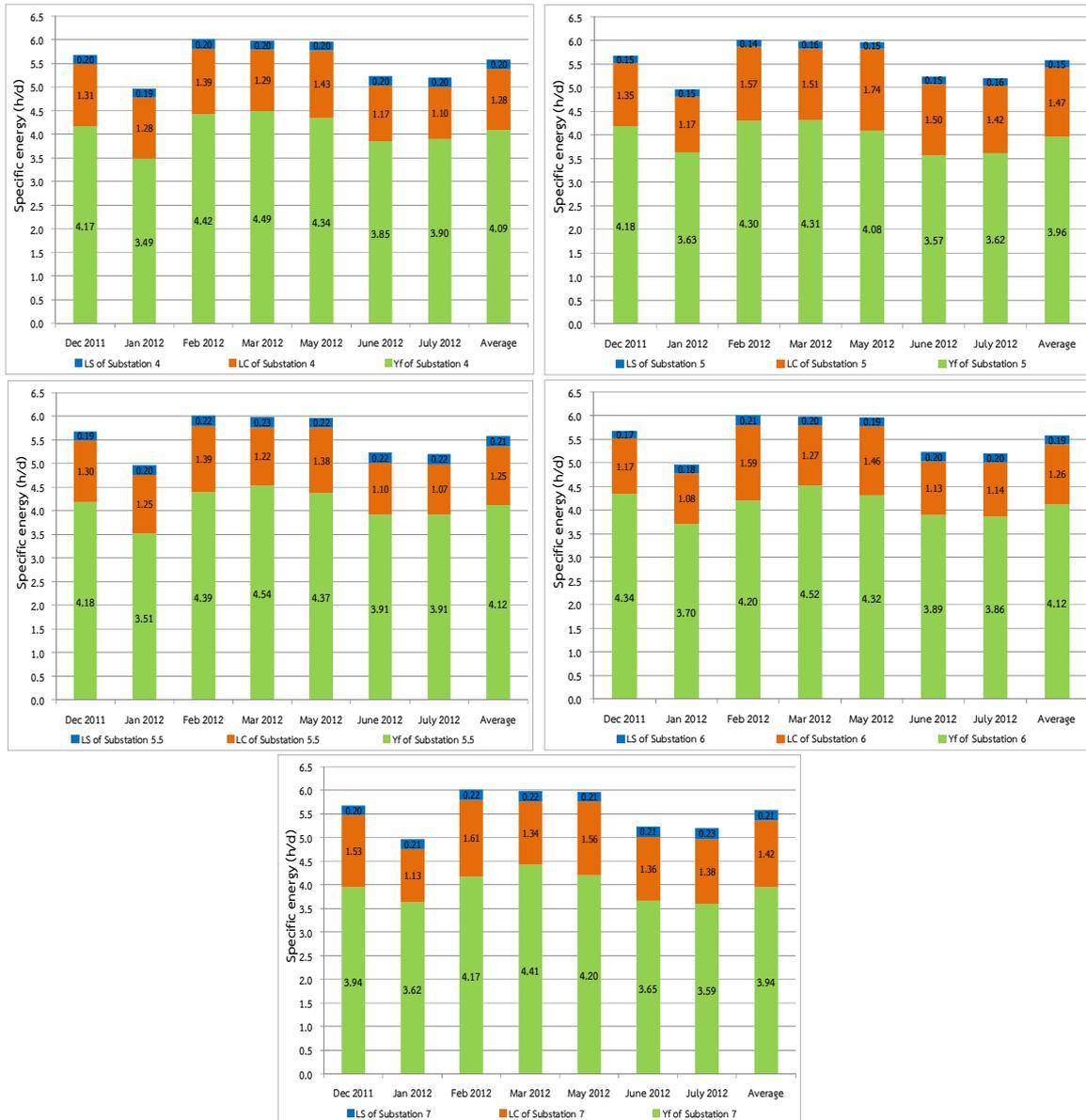


Figure 7 Normalized analysis of the PV power plant in Thailand

5. Conclusions

The performance evaluation result found that the average array yield (Y_A) and final yield (Y_F) of the PV power plant are 4.24 h/d and 4.05 h/d, respectively at the reference yield equal 5.39 h/day. The capture loss (L_C) and system loss (L_S) are 1.15 h/d and 0.19 h/d. And the performance ratio of PV power plant is 75 % which is a good grid connected p-Si PV system good performance when compare these results with the INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PVPS TASK 2 (IEA PVPS TASK 2) report that claim a good PV grid connected system expected PR must higher than 70 %.

6. Acknowledgment

This research is a part of the Performance evaluation of photovoltaic power plant project. The authors are grateful to School of Renewable Energy Technology (SERT),

Naresuan University for supporting the research equipment and SERT staffs for their support during laboratory work.

7. References

- [1] Silpakorn University. (1999). Solar radiation maps of Thailand. Bangkok: Department of Physics, Faculty of Science, Silpakorn University.
- [2] Chokmaviroj S., Rakwichian, W., and Yammen. S. Performance of a 500 kW_p grid connected photovoltaic system at Mae Hong Son Province, Thailand. *Renewable Energy*; 2006: 31, 19-28.
- [3] International Standard IEC 61724, Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, Data exchange and analysis.
- [4] Ulrike J, Bodo G, et al. Task 2 operational performance of PV system and subsystem. IEA-PVPS, Report IEA-PVPS T2-01, 2000.
- [5] Achitpon S., Wattanapong R., Nipon K., & Suchart Y. Performance evaluation of a 10 kW_p PV power system prototype for isolate building in Thailand. *Renewable Energy*; 2007: 1288-1300.
- [6] Kritwiput P., Nipon K., Wattanapong R., and Suchat Y. Performance of a-Si, p-Si, and HIT PV technology comparison under tropical wet climate condition. *International Journal of Renewable Energy*; 2007: 2, 23-34.
- [7] Chimtavee, A. and Ketjoy, A. 2010. Performance evaluation of the PV generator in the PV microgrid system in Thailand. In *Proceedings of AsiaPES 2010*. Phuket, Thailand, 24 – 26 November. Canada: IASTED.
- [8] Nipon Ketjoy* Chatchai Sirisamphanwong and Nattawut Khaosaad. 2013. Performance Evaluation of 10 kW_p Photovoltaic Power Generator Under Hot Climatic Condition. *Energy Procedia* 34 (2013); Page 291 – 297

Efficient Liquefaction of Hydrogen: Results of the IDEALHY Project

K. Stolzenburg^a, D. Berstad^b, L. Decker^c, A. Elliott^d, Ch. Haberstroh^e, C. Hatto^f,
M. Klaus^e, N.D. Mortimer^f, R. Mubbala^a, O. Mwabonje^f, P. Neksa^b, H. Quack^e,
J.H.R. Rix^f, I. Seemann^e, H.T. Walnum^b

^aIngenieurbüro PLANET GbR, Oldenburg, Germany, k.stolzenburg@planet-energie.de;

^bSINTEF Energy Research, Trondheim, Norway; ^cLinde Kryotechnik AG, Pfungen, Switzerland;

^dShell Global Solutions, The Hague, The Netherlands; ^eTechnische Universität Dresden, Dresden, Germany;;

^fNorth Energy Associates Ltd., Sheffield, UK.

Schlüsselwörter: Wasserstoff, Verflüssigung, Effizienzsteigerung, Umweltbilanzierung, Primärenergieverbrauch, Treibhausgasemissionen, Kosten

Zusammenfassung: Die Verflüssigung von Wasserstoff gilt heute als energie- und kostenintensiv. Im Projekt IDEALHY wurde ein effizienter Prozess für zukünftige Großanlagen entwickelt. Dieser kann den spezifischen Bedarf an elektrischer Energie von derzeit rund 11 bis 15 kWh/kg flüssigen Wasserstoffs auf rund 6,4 kWh/kg verringern. Umweltbilanzen und wirtschaftliche Analysen sind Teil des Projektes. Der Artikel fasst die kurz vor Ende des Projektes verfügbaren Ergebnisse zusammen.

Abstract: Hydrogen liquefaction today is regarded as energy intensive and costly. The IDEALHY project has developed an efficient and cost-effective process for future large-scale plants. It can reduce the specific electricity consumption from current levels of 11 to 15 kWh/kg liquefied hydrogen to about 6.4 kWh/kg. Life cycle and economic assessments are part of the project. The article summarises results shortly before completion of the project.

1. Introduction

Hydrogen is expected to be an important future clean transport fuel. In the absence of a pipeline network, liquid hydrogen (LH₂) is the most effective way to supply larger refuelling stations in the medium term. However, today hydrogen liquefaction is expensive, energy-intensive and relatively small-scale. For example, the liquefaction plant in Leuna/Germany, one of the most recently commissioned installations, has a capacity of 5 tonnes per day (t LH₂/d) and requires approximately 11.9 kWh/kg LH₂ [1]. Plants in the USA are reported to be between 12 and 15 kWh/kg LH₂ [2]. Large plants with capacities of up to 54 t LH₂/d have been operated in the past in connection with the Apollo project.

The aim of the IDEALHY project (Integrated Design for Efficient Advanced Liquefaction of Hydrogen, November 2011 to October 2013) has been to advance the technology for the liquefaction of hydrogen at scales from 50 t LH₂/d and, especially, to reduce the specific electricity consumption. The main elements of the project are:

- Technology analysis and conceptual liquefaction process assessment,
- Process optimisation, including component development [3],
- Hazard and risk assessment, and mitigation measures [4],
- Life cycle and economic assessment, and
- Planning and preparation of a large-scale demonstration.

This paper introduces the liquefaction process that has been developed and then concentrates on the life cycle and economic assessment. Most of the project reports and a number of conference contributions that focus on individual aspects have been made public [5].

2. The IDEALHY Preferred Process

Several processes proposed or realised in the past were collected and compared using identical boundary conditions and component efficiencies. From this a “Preferred Process” has been developed which promises a power consumption of less than 6.5 kWh_{el}/kg LH₂.

The main characteristics of the Preferred Process that contribute to an improved overall efficiency are compared with conventional technology in Table 1. Within the Preferred Process, the compressor driving the Brayton cycles is by far the largest power user (about 10 MW_{el}). Efficiency is enhanced by employing a turbo compressor instead of a dry piston or oil lubricated unit. The refrigerant here is Nelium 25, a mixture of 75% helium and 25% neon, combining excellent heat transfer (helium) with a high molecular weight (neon) that is required to make the use of turbo compressors possible. In the future, turbo compressors which operate at higher circumferential speed than today may permit a smaller neon share. Further details of component selection and Preferred Process details are discussed in [6].

Table 1: Comparison between IDEALHY and Existing Processes [7].

	Currently used process	IDEALHY Preferred Process
Hydrogen pressure in process	20 bar	80 bar
Pre-cooling	Open LN ₂	Mixed refrigerant closed loop
Brayton cycle refrigerant	Hydrogen or helium	Nelium
Brayton cycle compressor	Dry piston compressor or oil lubricated screw compressor	Turbo compressor
Final expansion	Throttle valve or ejector	Gas bearing turbines or piston expander

The process flow diagram is shown in Figure 1. The process can be split into five stages:

- Compression of the feed,
- Chilling,
- Pre-cooling with a mixed refrigerant (MR, consisting of nitrogen, methane, ethane, propane and butane) down to about 130 K,
- Cryogenic cooling with Brayton cycles to 26.8 K, and
- A final expansion and liquefaction stage, resulting in LH₂ at 22.8 K, a para-hydrogen content of 98% and 100% purity.

Compression of the feed from assumed 20 bar to 80 bar and chilling of all streams entering the cold boxes are located in the upper section of Figure 1. Chilling reduces temperatures from assumed ambient 293 K (20°C) to 279 K (6°C). The pre-cooling and cryogenic cooling down to 80 K is located in one cold box, while the last cryogenic cooling stage is located in a separate cold box. Residual impurities are removed at 80 K level in switchable adsorbers.

Cryo-cooling is performed by two overlapping Brayton cycles with a common compression train (Nelium compressor on the top right of Figure 1). In the final step, the hydrogen is liquefied through two expansion turbines (T7 and T8 in Figure 1) from 80 bar to 2 bar.

The outlet stream of turbine T8 contains a certain amount of flash gas, which is warmed up to ambient temperature, compressed, cooled, condensed and throttled back into the storage vessel. Further details on the process stages can be obtained from IDEALHY Deliverable D5.22 [7].

The total electrical power requirement for the Preferred Process has been calculated to about 13.3 MW_{el} for a plant with 50 t LH₂/d capacity. This results in a specific power consumption of 6.4 kWh_{el}/kg LH₂. This figure is valid for the liquefaction process itself including electric motor losses.

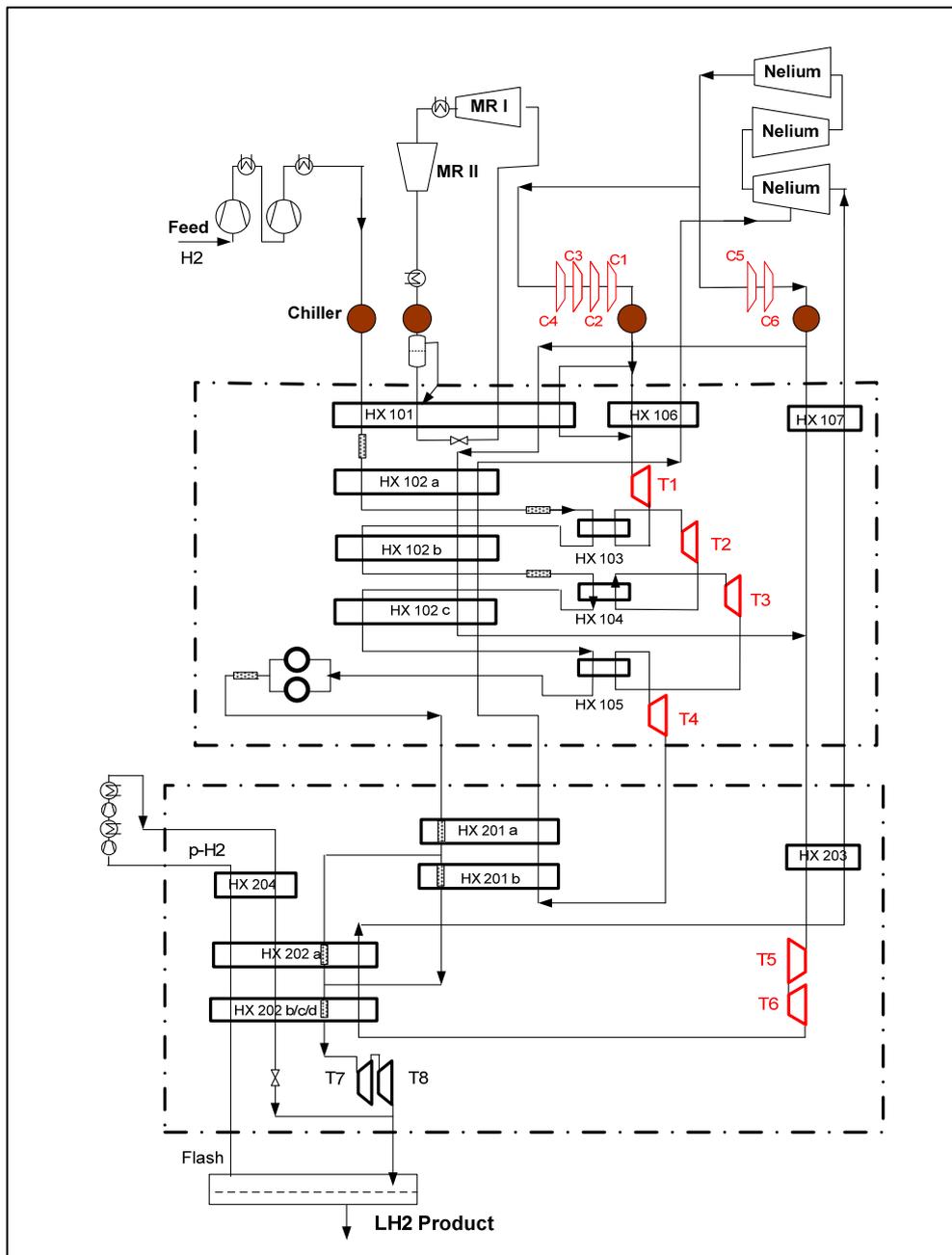


Figure 1: Flow Diagram for the IDEALHY Preferred Process [7].

The upper rectangle depicts the cold box for components above 80 K; the lower one represents the cold box for lower temperatures. Both are vacuum insulated. C = turbo compressor, HX = heat exchanger, p-H2 = para-hydrogen, T = turbo expander.

3. Life Cycle and Economic Assessment

3.1 Overview

The objectives of the life cycle assessment (LCA) and economic assessment have been to evaluate and compare the environmental impacts and economic costs and benefits of relevant pathways for the supply and liquefaction of hydrogen, the delivery of LH₂ to fuelling stations and the subsequent use of re-gasified hydrogen in road passenger vehicles. The comparison is carried out relative to current pathways based on crude oil from conventional sources and compressed gaseous hydrogen. The approach is further explained in the Baseline Results Report; IDEALHY Deliverable D3.13 [8].

Several ways of generating hydrogen are considered [9, 10]:

- Electrolysis with surplus wind electricity;
- Electrolysis with electricity from concentrated solar power;
- Reformation of natural gas, with and without carbon capture and storage (CCS); and
- Gasification of brown coal with and without CCS.

For all elements of the pathways, MS Excel workbooks have been developed. It is planned to publish them on the IDEALHY website [5], in particular the one that maps the liquefaction plant employing the Preferred Process.

At the time of completing this paper, the work that maps the liquefaction plant based on the Preferred Process has almost been completed whereas analysing entire pathways is at an intermediate stage. Therefore, this paper in the following sections focuses on assessing the liquefaction plant. Further findings will be reported in IDEALHY Deliverable D3.16 [11] and Deliverable D3.17 [12].

3.2 Methodology

The specific environmental impact categories that have been selected for the LCA are:

- Primary energy (PE) inputs in the form of energy from depletable resources, such as fossil and nuclear fuels, and
- Prominent greenhouse gas (GHG) emissions consisting of carbon dioxide (CO₂), methane (CH₄) and nitrous oxide (N₂O).

The economic costs addressed by this assessment consist of:

- Internal costs, in €, which exclude taxes and financial incentives.

The LCA procedures incorporated in the spreadsheet workbooks are consistent:

- With the Renewable Energy Directive (RED) of the European Commission [13] for regulatory purposes (approximating to attributional LCA) and
- With consequential LCA for policy analysis purposes.

In particular, the RED methodology stipulates the exclusion of total GHG emissions associated with the construction, maintenance and decommissioning of plant, equipment, machinery and vehicles, whereas consequential LCA requires their inclusion. The results presented in this paper are based on the RED methodology.

The estimated emissions of CO₂, CH₄ and N₂O can be converted to equivalent (eq.) CO₂ by means of Global Warming Potentials (GWPs). Values of GWPs depend on the chosen time horizon under

consideration. Additionally, these values are subject to revision from time-to-time by the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) as scientific understanding improves. In the context of LCA, the GWPs adopted are governed by the choice of methodology. Currently, the RED specifies GWPs of 23 kg eq. CO₂/kg CH₄ and 296 kg eq. CO₂/kg N₂O for a 100 year time horizon based on the IPCC Third Assessment Report [14]¹.

3.3 Life Cycle Assessment Results

The analysis in the following assumes a 50 t LH₂/d hydrogen liquefaction plant operating at full load over 8,000 hours per year. Besides the liquefaction *process* as introduced above, the liquefaction *plant* has further requirements:

- Components such as an instruments air compressor, a vacuum pump for the cold boxes, the control system, safety devices, lighting, etc. involve additional power use.
- In order to operate a cooling system that mainly serves the inter- and after-coolers of the compressors, water pumps and /or the fans of a wet cooling tower will consume further electrical power. Water will be evaporated.
- A storage tank for the liquefied hydrogen is necessary. Although it will be very well insulated, a certain influx of heat will occur and result in boil-off, causing a higher mass flow through the flash gas cycle than induced by the Preferred Process.

This means that an estimated further 725 kW_{el} are consumed by the *plant*. In addition, a certain amount of hydrogen is lost, partly due to leakage through the sealing of the feed and flash gas cycle compressors and partly in the course of regenerating the adsorber that collects impurities. In total, this results in about 1.017 kg feed hydrogen being required for 1 kg LH₂ output.

The specific electricity consumption of the *plant* thus amounts to 6.76 kWh_{el}/kg LH₂, which is about 6% more than the 6.4 kWh_{el}/kg LH₂ for the *process*.

However, to counteract this, there are opportunities to reduce specific consumption, depending on the hydrogen generation process upstream of the liquefaction plant:

- High-pressure electrolyzers are expected to come on the market in the future. If they provide hydrogen at 80 bar, a feed compressor will not be required. This will save 0.74 kWh_{el}/kg LH₂, reducing the power consumption of the *plant* to just above 6 kWh_{el}/kg LH₂.
- When hydrogen is generated from steam methane reforming and the natural gas is shipped to the site in a liquid state, the ‘cold’ released on re-gasification can be utilised. Assuming that enough cold is available continuously, it could replace the MR cycle. This would reduce the electrical power for pre-cooling from over 1,380 kW_{el} to just 100 kW_{el}, for a pump circulating nitrogen as a secondary refrigerant. The specific electricity consumption of the *plant* would then be reduced by about 0.62 kWh_{el}/kg LH₂ to below 6.15 kWh_{el}/kg LH₂.
- In order to further reduce electricity consumption, a combination of both options would be desirable. However, steam reformers operate at only 20 – 30 bar.

Considering the above 6.76 kWh_{el}/kg LH₂ electricity consumption as well as the hydrogen losses and water consumption, Table 2 shows the results with respect to depletable PE (fossil and nuclear) and associated total GHG emissions. It demonstrates that the location of the plant is very important

¹ More recent equivalent GWPs of 25 kg eq. CO₂/kg CH₄ and 298 kg eq. CO₂/kg N₂O are given in the IPCC Fourth Assessment Report [15].

since these results are strongly influenced by the actual sources of electricity used, which are assumed to be from the respective national grids.

Table 2: Primary Energy Inputs and Greenhouse Gas Emissions for Selected Locations.

Figures for 2009 are based on national energy balances [16], expected figures for EU-27 in 2030 from GEMIS [17].

Impact Category	Unit	2009				2009	2030
		Norway	Germany	United Kingdom	Australia	EU-27	
Specific depletable PE input	MWh / t LH ₂	0.49	17.32	18.34	22.39	16.85	11.57
Specific total GHG emissions	kg eq. CO ₂ / t LH ₂	99	3,572	3,597	6,737	2,442	1,958

3.4 Economic Assessment Results

For a 50 t LH₂/d liquefaction plant, an investment of 105 million €², a payback period of 20 years, an internal rate of return of 10% and annual fixed costs for operation and maintenance (O&M) of 4% of the investment are assumed. These figures do not apply to a first-of-its-kind demonstration installation but to a second or third plant. The costs for electricity are set to 100 €/MWh_{el} and those for water to 1.25 €/m³. Hydrogen losses are accounted for at 2 €/kg feed.

With 8,000 operating hours per year, as above, the figures in Table 3 result, with specific liquefaction costs of about 1.72 €/kg LH₂. When the assumed power costs are halved to 50 €/MWh_{el}, 1.38 €/kg LH₂ follow. For comparison, the costs of hydrogen generation from large-scale steam methane reforming are currently 1.00 – 1.50 €/kg [19].

Table 3: Results of the Economic Analysis of Hydrogen Liquefaction based on the IDEALHY Preferred Process.

Cost Factor	Unit	Costs	Unit	Specific costs	Share in costs
Annuity	million € / a	12.33	€ / kg LH ₂	0.74	43%
Fixed O&M costs	million € / a	4.20	€ / kg LH ₂	0.25	15%
Variable costs					
- Electricity	million € / a	11.27		0.68	39%
- Water		0.55	€ / kg LH ₂	0.03	2%
- Hydrogen		0.24		0.01	1%
Total costs	million € / a	28.60			
Total specific costs			€ / kg LH ₂	1.72	
			€ cent / kWh LH ₂ (LHV)	0.05	

3.5 Discussion

The Preferred Process developed in the IDEALHY project is intended for large plants where power efficiency becomes decisive. It should be usable in plants up to 100 or even 150 t LH₂/d. The Preferred Process has quite a number of internal degrees of freedom which can be adjusted in order

² This is an estimate available at the time of completing this paper. More elaborate information on costs will be compiled in IDEALHY Deliverable D2.7 [18].

to obtain an overall optimisation. The optimum choice of parameters will depend mainly on the individual efficiencies of the components, such as compressors and expanders. For this reason, a complete optimisation – which should lead to even lower power consumption than currently estimated – can only be performed after additional development work has been carried out. An approach towards optimisation and towards establishing a demonstration plant is outlined in IDEALHY Deliverable D5.22 [7].

The figures related to depletable PE input and GHG emissions in Table 2 need to be considered as estimates. Rather than the absolute values, the significant differences between possible sites for a plant (country or region) should be noted. Since, for example, the PE mix for producing electricity in Norway is largely based on hydro, the resulting burden related to these two impact categories is low, in particular compared to Australia with a large share of brown coal power plants.

Regarding Germany, the share of renewable energy in electricity generation has increased from 16.4% to 22.9% in 2012. Therefore, the specific PE input and GHG emissions related to operating a liquefaction plant would be significantly lower today and will be even lower when a large-scale plant based on the Preferred Process becomes operational. It is sometimes argued, however, that the European electricity grid is integrated so closely that it is advisable to refer to EU averages rather than national figures. Comparing the 2009 and 2030 figures for EU-27 in Table 2 establishes a reduction of PE input by about 30% and of GHG emissions by about 20%.

Electricity and capital investment play major roles with respect to costs of hydrogen liquefaction plants. Concerning the former, on-site power generation could be an option, given the high load factor. This would save grid fees and de-couple GHG emissions from the national or EU-mix.

The economic competitiveness of highly efficient large-scale hydrogen liquefaction and its overall benefits with respect to PE input and GHG emissions will depend on the results of comparison with other pathways for fuel delivery [12].

4. Conclusion

The outcomes of the IDEALHY project bear the potential to revise the notion that liquefaction of hydrogen is inefficient and costly. A promising technical concept has been developed. The next crucial step consists in raising support for a demonstration plant in parallel to fostering the improvements of key components.

5. Acknowledgements

The research leading to these results has received funding from the European Union's Seventh Framework Programme (FP7/2007-2013) for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Technology Initiative under grant agreement n° 278177. Further support was provided by Kawasaki Heavy Industries Ltd., Japan.

6. References

- [1] M. Bracha, L. Decker, Großtechnische Wasserstoffverflüssigung in Leuna, Deutsche Kälte-Klima-Tagung, 2008.
- [2] R. Drnevich, Hydrogen Delivery – Liquefaction & Compression, Strategic Initiatives for Hydrogen Delivery Workshop, 7 May 2003, available at www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/liquefaction_comp_pres_praxair.pdf [accessed 23 September 2013].

- [3] M. Börsch, Report on Components Development, Deliverable 2.5 of the IDEALHY Project (Publishable Summary), 2013, to be published at [5].
- [4] B.J. Lowesmith, G. Hankinson, S. Chynoweth, Safety Issues of the Liquefaction, Storage and Transportation of Liquid Hydrogen: Studies in the IDEALHY Project, International Conference on Hydrogen Safety, Brussels, 2013.
- [5] www.idealhy.eu/publications.
- [6] H. Quack, I. Seemann, M. Klaus, Ch. Haberstroh, D. Berstad, H.T. Walnum, P. Neksa, L. Decker, Selection of Components for the IDEALHY Preferred Cycle for the Large Scale Liquefaction of Hydrogen, Cryogenic Engineering Conference and International Cryogenic Materials Conference, Anchorage, 2013.
- [7] D. Berstad, L. Decker, A. Elliott, H. Quack, H. T. Walnum and P. Neksa, Schedule for Demonstration Plant including Options for location, Deliverable 5.22 of the IDEALHY Project, 2013, available at [5].
- [8] N. D. Mortimer, O. Mwabonje and J. H. R. Rix, Baseline Results Report, Deliverable 3.13 of the IDEALHY Project, 2012, available at [5].
- [9] K. Stolzenburg and R. Mubbala, Liquid Hydrogen Pathway Report, Deliverable 3.14 of the IDEALHY Project, 2012, available at [5].
- [10] N. D. Mortimer, C. Hatto, O. Mwabonje and J. H. R. Rix, Hydrogen Production and Utilisation Report, Deliverable 3.15 of the IDEALHY Project, 2013 (in preparation), to be published at [5].
- [11] K. Stolzenburg and R. Mubbala, Hydrogen Liquefaction Report, Deliverable 3.16 of the IDEALHY Project, 2013 (in preparation), to be published at [5].
- [12] N. D. Mortimer, C. Hatto, O. Mwabonje and J. H. R. Rix, Techno-Economic Analysis and Comparison Report (Publishable Summary), Deliverable 3.17 of the IDEALHY Project, 2013 (in preparation), to be published at [5].
- [13] European Commission, Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April '09 on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources and Amending and Subsequently Repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC, Brussels, Belgium, 5 June 2009.
- [14] Intergovernmental Panel on Climate Change, Climate Change 2001: The Scientific Basis; Contribution of Working Group 1 to the Third Assessment Report of the IPCC, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom, 2001, www.grida.no/publications/other/ipcc_tar/ [accessed 23 September 2013].
- [15] Inter-governmental Panel on Climate Change, Climate Change 2007: Synthesis Report: Fourth Assessment Report, 2007, www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/contents.html [accessed 23 September 2013].
- [16] Approximate analysis of electricity generation statistics based on: International Energy Agency, Energy Balances, Paris, France; e.g. link for Germany: <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=GERMANY&product=balances&year=2009> [last accessed 23 September 2013].
- [17] Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -Strategien, Global Emissions Model for Integrated Systems: GEMIS Version 4.81, Darmstadt, Germany, 2013, www.iinas.org.
- [18] Efficiency and Cost Calculations (Publishable Summary), Deliverable 2.7 of the IDEALHY Project, 2013 (in preparation), to be published at [5].
- [19] References quoted in: T. Grube, B. Höhle, Kosten der Wasserstoffbereitstellung in Versorgungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien, in: J. Töpler, J. Lehmann (Editors), Wasserstoff und Brennstoffzelle, Springer, Berlin, 2013 (in print).

Entwicklung eines Borhydrid-Wasserstoffperoxid-Brennstoffzellenstacks als Energieversorgungseinheit für Unterwasseranwendungen

Annette-E. Surkus^a, Henrik Junge^a, Kirsten Anklam^b, Angela Kruth^b, Volker Brüser^b,
Andreas Schmuhl^c

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

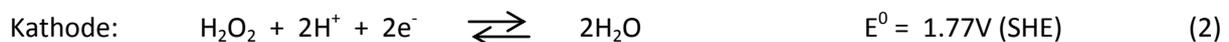
^bINP Greifswald e.V., Felix-Hausdorff-Str. 2, D-17489 Greifswald

^c AMT Analysenmesstechnik GmbH, Joachim-Jungius-Str. 9, D-18059 Rostock, Germany

annette-enrica.surkus@catalysis.de

In der Ozeanographie, beim Unterwasser-Monitoring, Katastrophen-Frühwarnsystemen sowie auch in der Offshore-Industrie wird eine große Zahl von unterschiedlichen Mess- und Monitoring-systemen verwendet, die auf dem Meeresboden verankert werden oder zukünftig als eigenständige mobile Unterwasserfahrzeuge in einem lokalen Gebiet agieren und über lange Zeiträume autonom funktionieren sollen. Ein Kernproblem bildet dabei die Energieversorgung. Aktuell werden immer noch überwiegend große Batterie-Packs verwendet, die bei niedrigen Temperaturen jedoch nicht ihre volle Leistungsfähigkeit erreichen und sich mit der Zeit selbst entladen. Besonders im Offshore-Bereich und in der Tiefsee ist der Batteriewechsel jeweils mit einem hohen technischen, logistischen, und personellen Aufwand verbunden.

Das Projekt „Entwicklung eines Borhydrid-Wasserstoffperoxid-Brennstoffzellenstacks als Energieversorgungseinheit für Unterwasseranwendungen“, gefördert vom Land Mecklenburg-Vorpommern, Ministerium für Wirtschaft, Bau und Tourismus mit Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und des Europäischen Sozialfonds (ESF), zielt daherauf die Entwicklung eines Flüssig-Flüssig-Brennstoffzellensystems einer völlig neuen Leistungsklasse mit mindestens 300 mW/cm² für oben genannte Einsatzzwecke. Der neue Stack ist ein eigenständiges Produkt, bietet aber auch die Möglichkeit in bereits vorhandene Peripheriesysteme eingebunden zu werden. Für den geplanten Einsatz im Unterwasserbereich bei Temperaturen von 3-30°C müssen neben einer zuverlässigen, betriebssicheren und wartungsarmen Arbeitsweise auch eine Druckstabilität bis 6000 dbar (entspricht 6000 m) realisiert werden. Basis des neu entwickelten Stacks ist ein Brennstoff-Oxidanz-System mit alkalischem Borhydrid und saurem Wasserstoffperoxid, welches die höchstmögliche Energieeffizienz bietet [1,2].



Konkurrenzreaktion zur Borhydrid-Oxidation ist die Hydrolyse von Borhydrid unter Bildung von Wasserstoff. Obwohl Wasserstoff selber auch oxidiert werden könnte, stellt er ein Problem dar; zum einen wird die Elektronenausbeute und damit die Energieeffizienz stark herabgesetzt, zum zweiten stellen die Wasserstoffgasblasen eine Barriere dar, die das Heranführen des Borhydrids an die Elektrode einschränkt und zum dritten kann die Ansammlung von Wasserstoff zu einem sicherheitsrelevanten Faktor werden. Eine Hydrolyse ist aber nicht vollständig zu verhindern, sie kann jedoch durch sehr hohe pH-Werte eingeschränkt werden [3]. Auch das als Katholyt genutzte Wasserstoffperoxid neigt zur Spontanzerersetzung unter Bildung von Sauerstoff und Wasser, wobei der gebildete Sauerstoff ebenfalls reduziert werden kann. Während die Oxidation des Borhydrids aufgrund der konkurrierenden Hydrolyse nur im stark Basischen durchgeführt wird, ist für die

Reduktion von Wasserstoffperoxid sowohl die Arbeitsweise im Sauren als auch im Basischen bekannt [4]. Die Wahl hängt im entscheidenden Maße von der verwendeten Membran in der MEA ab [5]. Die Entscheidung für eine Anionenaustauschermembran bedeutet damit die basische Arbeitsweise, bei der Hydroxidionen während der Reaktion von der Anoden- zur Kathodenseite wandern ohne dass sich der pH-Gradient verringert, die Leistung abfällt oder sich schwerlösliche Verbindungen bilden. Trotz dieser Vorzüge kann diese Arbeitsweise noch nicht für die Entwicklung eines Stacks umgesetzt werden, da es die den Membranen entsprechenden Ionomere zur Herstellung der Katalysatortinten auf dem Markt noch nicht gibt. Daher wurde im Projekt auf die saure Arbeitsweise mit einer Kationenaustauschermembran zurückgegriffen, die aber die Nachteile mit sich bringt, dass nach der Wanderung der Natrium-Ionen von der Anoden- auf die Kathodenseite dort unter Verbrauch von Phosphorsäure schwer lösliche Dihydrogenphosphate ausfallen. Der Verbrauch der Säure führt überdies zu einer pH-Wert-Änderung und damit zu einem Leistungsabfall durch den pH-Gradienten.

Für einen möglichen Einsatz im anvisierten Brennstoffzellenstack wurden verschiedene Gasdiffusionslayer untersucht. Dabei wurden sowohl Gasdiffusionslayer auf Kohlebasis, die sich aufgrund ihrer hydrophoben/ hydrophilen Eigenschaften sowie ihrer Dicke unterscheiden, sowie ein Titannetz, das eine bessere mechanische Stabilität verspricht, herangezogen. Ebenfalls mussten die Bipolarplatten aus Titan sowie alle Zuleitungen, Verschraubungen, Schläuche und Dichtungen auf ihr Verhalten gegenüber Salzwasserkontakt und ihre Beständigkeit gegenüber Säuren, Laugen, Wasserstoffperoxid und Borhydrid getestet werden. Als „Standard“katalysatoren wurden für die Anodenseite ein Gemisch aus 20 Masse% Platin, 10 Masse% Ruthenium auf Kohlepulver sowie für die Kathodenseite ein Gemisch aus 30 Masse% Platin auf Kohlepulver genutzt und zur Testung der Gasdiffusionslayer und Austauschfolien auf letztere mittels einer Tinte aufgetragen. Die so erzeugten MEAs (**M**embrane-**E**lectrode-**A**ssembly) wurden einem Brennstoffzellenversuch unterworfen, um Aussagen zu den geeignetsten Materialien zu erhalten.

Darüber hinaus wurden auch die „Standard“katalysatoren systematisch durch andere katalytisch aktive Materialien ersetzt, um zu untersuchen, ob mit platinärmeren oder -freien Systeme gleiche oder bessere Leistungen erzeugt werden können. Bei der Suche nach geeigneten Katalysatoren stehen hohe Elektronenausbeuten bei geringem und kostengünstigen Brennstoffeinsatz, solide Zellenleistungen (Langzeitstabilität, Mobilität) und die Unterdrückung der unerwünschten Hydrolyse des Borhydrids im Vordergrund. Materialien, die recht gut diesen Anforderungen entsprechen sowie im basischen Milieu arbeiten, sind für die anodische Oxidation von Borhydrid kohlenstoffgeträgerte Edelmetallnanopartikel, neben Platin auch Palladium, Gold, Silber, Nickel sowie deren Legierungen [6,7]. Eine besonders hohe Elektronenausbeute von ca. 7 ist an Gold zu beobachten; jedoch ist die Geschwindigkeit der Reaktionen zu gering. Schnellere Umsätze werden an Nickel ($e=4$), Palladium ($e=6$) und Platin ($e=2-4$) beobachtet [8]. Auch edelmetallorganische Komplexe (Rhodiumporphyrine) können die Oxidation des Borhydrids katalysieren [9].

Als geeignete Materialien für die Reduktion von Wasserstoffperoxid an der Kathode wurden bisher Pt, Pt-Legierungen, Mo/Ru/Se-Mischoxide, WO_3 , Pd/Ti, Pd/Co/Au-Legierungen aber auch Pt-, Co-, Fe- und Ru-Porphyrin- und Phthalocyaninverbindungen verwendet [10]. Ein besonderer Anspruch an die Kathodenkatalysatoren lässt sich aus einem Cross-Over von Borhydrid aus dem Anodenraum über die meistens genutzte Nafion-Membran in den Kathodenraum ableiten. Resultat ist oft ein Absinken der katalytischen Aktivität, eine Verringerung des Open-Circuit-Potentials und z.T. eine Vergiftung des Katalysators. Die dort verwendeten Materialien sollten also hinsichtlich des Borhydrids inaktiv sein.

Kohlenstoffgeträgerte Edelmetallnanopartikel werden konventionell durch chemische Methoden aus Edelmetallverbindungen erzeugt. Durch Nutzung unterschiedlicher Synthesewege (Reduktion mit NaBH_4 , Reduktion mit NaOH / Ethylenglykol) mit und ohne Zusatz von Stabilisatoren (z.B. PVA) und ausgehend von verschiedenen anorganischen Metallsalzen wurden Pd-, Ir- und Pd/Ir-haltige Materialien geschaffen, die umfangreich im elektrochemischen Test und in der Brennstoffzelle getestet wurden. Zur Charakterisierung wurden analytische Methoden, wie TEM (Abbildung 1), XRD, XPS, EA und ICP herangezogen.

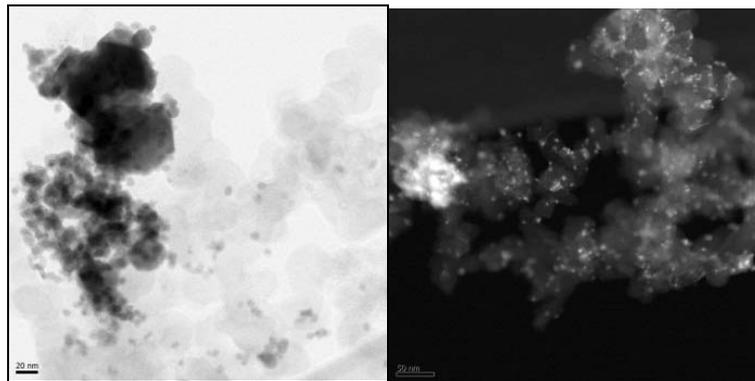


Abbildung 1: TEM Aufnahmen - links: BF von Pd auf C ; rechts: HAADF von Pd/Ir auf C

Ein innovatives Verfahren zur Modifizierung von Brennstoffzellenkomponenten stellt die Behandlung mittels Niedertemperaturplasmen dar. Die Beschichtung von Gasdiffusionslayern (GDL) und Austauschermembranen mit katalytisch aktiven Materialien wie Gold (Abbildung 2) oder Palladium, wurde direkt mit Hilfe von Sputterprozessen durchgeführt. Durch Variation der Prozessparameter (Leistung, Druck, Zeit, Prozessgaszusammensetzung) wird die Morphologie der Metallpartikel gezielt verändert, da diese einen Einfluss auf die katalytische Aktivität hat. Als weitere Alternative zur konventionell chemischen Katalysatorerzeugung wurden mit Goldchlorid-impregnierte Katalysatorträger (Vulcan XC 72) plasmachemisch zu Goldnanopartikel-Kohlenstoff-Kompositen umgesetzt. Außerdem optimiert die Vorbehandlung von Vulcan XC 72 mittels Plasma die Anbindung und Verteilung der Metallnanopartikel. Zur Untersuchung der Morphologie und der katalytischen Aktivität wurden Rasterelektronenmikroskopische (REM) und elektrochemische Untersuchungen herangezogen.

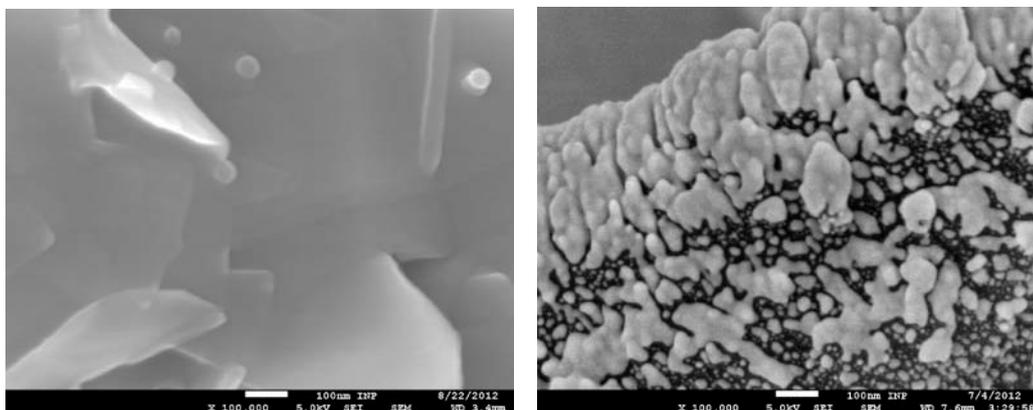


Abbildung 2: REM Aufnahmen einer unbeschichteten (links) und mit Gold beschichteten (rechts) GDL



Abbildung 3: Stack aus drei Zellen

Kurz vor Projektende erreicht ein aus drei Zellen bestehender Stack (Abbildung 3) mit 6% NaBH₄/20% NaOH als Anolyt und 17,5% H₂O₂/8,5% H₃PO₄ als Katholyt sowie einer beidseitigen Beschichtung der Gasdiffusionslayer mit Palladium oder Gold bereits eine Leistungsdichte von 600 mW/cm². Wird die Konzentration an Wasserstoffperoxid von 17,5% auf 30% erhöht, ist sogar eine Leistungssteigerung auf 820 mW/cm² zu verzeichnen.

- [1] Sanli, A.E., Kayacan, I., Uysai, B.Z., Aksu, M.L., *J. Power Sources* **195**(2010)2604-2607.
- [2] Haijun, W., Cheng, W., Zhixiang, L., Zongqiang, M., *Int. J. Hydr. Ener.* **35**(2010)2648-2651.
- [3] Liu, B.H., Yang, J.Q., Li, Z.P., *Int. J. Hydr. Ener.* **34**(2009)9436-9443.
- [4] Chatenet, M., Micoud, F., Roche, I., Chainet, E., *Electrochim. Acta* **51**(2006)5459-5467.
- [5] Cheng, H., Scott, K., Lovell, K.V., Horsfall, J.A., Waring, S.C., *J. Membr. Sci.* **288**(2007)168-174.
- [6] Merino-Jiménez, I., Ponce de León, C., Shah, A.A., Walsh, F.C., *J. Power Sources* **219** (2012) 339-357.
- [7] Concha, B.M., Chatenet, M., *Electrochim. Acta* **54**(2009)6119-6129.
- [8] Demirci, U.B., *J. Power Sources* **172**(2007)676-687.
- [9] Yamazaki, S.-I., Senoh, H., Yasuda, K., *Electrochem. Comm.* **11**(2009)1109-1112.
- [10] Raman, R.K., Shukla, A.K., *J. Appl. Electrochem.* **35**(2005)1157-1161.

Efficiency of Biomass Gas Stove with Ceramic Chamber

Prapita Thanarak¹, Pisit Maneechot^{1,*}, Wikarn Wansungnern¹ and Nattasat Numkum²

¹School of Renewable Energy Technology (SERT), Naresuan University,
Muang, Phitsanulok 65000, Thailand

²Faculty of Agricultural Technology and Industrial Technology, Nakhon Sawan Rajabhat University,
Muang, Nakhon Sawan 60000, Thailand

*Corresponding author. E-mail: pisitm@nu.ac.th

Abstract

The first part of the “Life Cycle Assessment of Biomass Gas Stove with Ceramic Chamber” research project is to find an efficiency of biomass gas stove with ceramic chamber. The ceramic chamber was designed by using raw ground black, ash and soil, which contains a clay mold of 90%, ash of 5% and the infection soil of 5%. This component is appropriate to make the ceramics for combustion chamber with a contraction of 4% and robust to change in temperature. The biomass gas stove was tested for thermal efficiency. The test was performed by using charcoal as the fuel. The results showed that the thermal efficiency of the biomass gas stove is 29.86%.

Keywords: *efficiency, biomass gas stove, ceramic chamber*

1. Introduction

Biomass gas stove almost utilize for cooking in households by using woodchip and agricultural residues as fuel. The operating concept is applied from updraft gasifier, which limits the amount of burning fuel in the air, provides some heat to the other reaction to convert solid fuel into producer gas at flammable such as carbon monoxide (CO), hydrogen (H₂) and methane (CH₄). The biomass gas stove is generally utilized today. The main components of stove are steel which its properties when was heated, will cause rust and corrosion [1]. Another possibility problem is fasting in heat transfer that steel cannot retain heat. This research has developed biomass gas stove by changing combustion chamber to retaining heat from burning of fuel and also helping reduce problems with corrosion in combustion chamber after use for a long time. This research is a feasibility study on applying ceramic instead of steel. The stove was built and tested for thermal efficiency of biomass gas stove combustion chamber which is made from

ceramic. To guide the development of combustion ceramic chamber for biomass gas stove is necessary for widespread use in household and promote the energy efficiency.



Figure 1. Components of Biomass Gas Stove with Ceramic Chamber

2. Experimental Set-up and procedure

The efficiency of a stove is usually defined as the ratio of heat transferred to the cooking medium to heat supplied by fuel. The stove efficiency could be evaluated by a number of standard methods such as Constant Heat Output Method, Constant Temperature Rise Method, Constant Time Method, and Water Boiling Test [2]. Of these, the Water Boiling Test appears to be most commonly used [3]; this test method is used in the present study as well.

2.1 Water boiling test

In a Water Boiling Test, a known quantity of water is heated on the cook stove. No lid is used to cover the vessel so that evaporated water freely escapes from the vessel. The quantity of water evaporated after complete burning of the fuel is determined to calculate the efficiency by using the following formula:

$$\eta = \frac{m_{w,i} \times c_{p,w} \times (T_e - T_i) + m_{w, \text{evap}} \times H_l}{m_f \times H_f}$$

where;

$m_{w,i}$ = initial mass of water in the cooking vessel, kg

$c_{p,w}$ = specific heat of the water, kJ/kg °C

$m_{w, \text{evap}}$ = mass of water evaporated, kg

m_f = mass of fuel burned

T_e = temperature of boiling water, °C

T_i = initial temperature of water, °C

H_l = latent heat of evaporation at 100 °C and 10⁵ Pa, kJ/kg

H_f = Calorific value of fuel, kJ/kg

2.2 Apparatus for water boiling test

- i) A pan without lid.
- ii) Thermocouples for measuring the ambient and boiling water temperature.
- iii) A digital balance for measuring the weight of fuel, water and pan.

2.3 Procedure

The fuel and pot to be used in the test were separately weighed. The pot was partially filled up with water and weighed again. The initial temperature of water was recorded. The stove was ignited to initiate heating of the pot. Boiling temperature of water was recorded. After burning of the fuel was complete, weight of water left on the pot was recorded.



Figure 2. Water Boiling Method for Thermal Efficiency

3. Results

The results of an experiment to find the thermal efficiency of biomass gas stove with combustion chamber which made from ceramic is using water boiling test to obtain the results of the trials are valid and reliability. This research has been experiment to find an efficiency of such approach 3 experiments, as in table 1, an average of the thermal efficiency for biomass gas stove is 29.86 percent while the thermal efficiency of the traditional biomass gas stove is 19.59 percent. For the biomass gas stove with thermal insulator, the thermal efficiency is 24.64 percent. Thus, the thermal efficiency of biomass gas stove with ceramic chamber has higher than the traditional one.

Table 1. Average Efficiency of the stove

Experiment no.	Efficiency, %
1	31.86
2	28.25
3	29.47
Average	29.86

4. Conclusions and Recommendations

Ceramic is a suitable material more than iron in decreasing heat loss of biomass gas stove. Therefore, thermal efficiency is increase. Life time of ceramic chamber has also longer period than iron chamber as it rebuts the temperature about 1,200 °C and rust resistant. However, the fast in temperature changed is importance factor to be improving for the next step. Moreover, the combustion chamber and air flow rate are variables that have internal affect of the thermal efficiency for biomass gas stove.

5. Acknowledgements

This research paper is a part of research project namely “Life Cycle Assessment of Wood Gas Stove with Ceramic Chamber” which financially supported from research fund, Naresuan University, Phitsanulok, Thailand.

6. References

- [1] Energy Research Institute. Mae Jo University. (2008). **Biomass Gas Stove Technology**. Workshop on Production and Utilization of Biomass Gas Stove to increase Household’s benefit and decrease the Global Warming. Chiang Mai, Thailand.
- [2] Prasad K. Krishna, and Verhaart, P. (1983). **Wood Heat for Cooking**. Indian Academy of Sciences, Bangalore, Macmillan India Press.
- [3] S.C.Bhattacharya, A.H. Md. M.R.Siddique, M.Augustus Leon , H-L.Pham and C.P.Mahandari. (2000). **A Study on Improved Institutional Biomass Stoves**. Energy Program, Asian Institute of Technology, Bangkok, Thailand.

Memsys Vacuum-Multi-Effect-Membran-Distillation

J.Unkenstein, memsys TEC AG

Keywords: memsys, Solar, membrane distillation, seawater desalination, V-MEMD, waste heat recovery

Abstract: The company memsys is working on thermal water treatment with a new developed process called Vacuum Multi Effect membrane distillation. One of the main topics is the production of drinking water out of saline waters. The memsys process can easily be combined with renewable energy - solar thermal and photovoltaic.

About memsys

memsys is a technology company based in Singapore and Germany providing highly effective thermal process modules for different applications. The main focus is the Vacuum-Multi-Effect-Membrane-Distillation (V-MEMD).

During the last years the practical and universal module design has been developed and optimized. memsys produces the membrane distillation modules with a partner according to strict specifications. The entire production process is fully automated and highly efficient.

memsys developed the basic process over many years and is now gathering experience in the field on many different applications together with the memsys license partners who develop, install and service the actual plants in many projects all over the world.

What is V-MEMD

The memsys technology is based on vacuum multi effect membrane distillation (V-MEMD), which is a highly efficient thermal process in a modular concept. The memsys modules consist of flat sheet membranes combined with an innovative plate and frame design made of PP. The patented construction allows to form all functionalities for the process and therefore transforms traditional heavy industry engineering into a unique monolithic industrial design.

memsys has succeeded in combining the advantages of the most efficient thermal multi effect process with membrane distillation to a very small modular configuration. The name of this new process is V-MEMD and stands for Vacuum - Multi Effect Membrane Distillation.

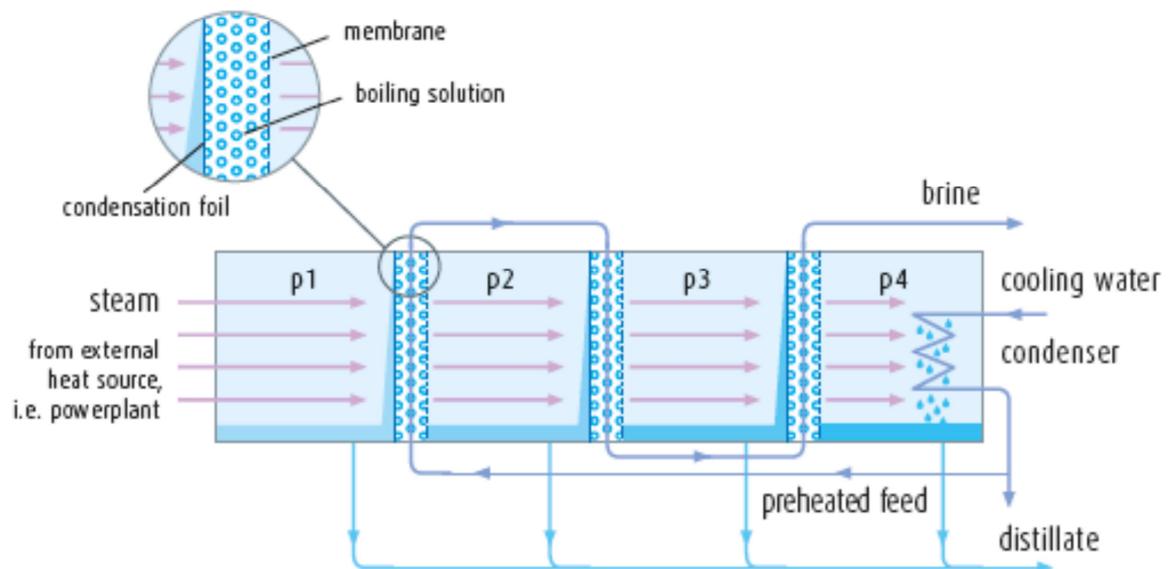
Membrane Distillation (MD) uses hydrophobic microporous membranes which only vapor can pass. Generally vapor pressure difference is the driving force. The memsys process works at low temperatures under vacuum free of non-condensable gases to

obtain a high distillate flux per square meter of membrane.

Most of today existing MD units use the MSF (multi stage flash) process at ambient pressure. Key to the memsys success is the use of the superior ME (multi effect) process which reduces the feed volume flow and mechanical energy consumption. By this mechanical stress to membrane is reduced which increases the life time of membranes. Long life time is important for economical success of membrane processes.

The basic principle of standard MD is simple: Hot feed water flows into a channel limited by a microporous, hydrophobic membrane and a PP-foil. Due to surface tension the liquid cannot enter the membrane. Different temperature and vapor pressure on both sides of the membrane force the vapor to pass the membrane. Condensation of distillate occurs on the PP-foil. Non-volatiles stay in the feed and are rejected with the brine. Temperature and pressure levels are reduced from stage to stage.

Below the process is schematically illustrated. For more information and an explanatory video on the technology please visit www.memsys.eu



Applications

Following some possible applications for the memsys-system are shown.

Desalination

- combining water and power generation
- desalination driven by solar or geothermal heat
- medium, small scale or remote locations
- marine or offshore applications

- treatment of difficult and highly saline groundwater

Waste Water Treatment

- recycling of water from shale gas and oil production
- high concentrations for zero liquid discharge technologies
- mobile and robust units
- waste water treatment on ships
- concentration of highly contaminated waters

Industry Water

- production of boiler feed water, i.e. using blow down
- recycling of cooling water
- ultraclean water for refineries using waste heat
- regaining valuable substances from solutions

Separation of Solutions

- single and multi-effect distillation, i.e. of bio-ethanol
- fine chemistry
- separation of acid and alkaline solutions

Air

- humidification or dehumidification of air
- absorption systems

Projects

Following, examples show the application of V-MEMD in sea water desalination. Memsys also has lots of applications in other fields of technologies. Actual examples can be found also on our website: www.memsys.eu

Solar Driven Desalination, Singapore

memsys clearwater Pte. Ltd. has been demonstrating Solar Driven Membrane Distillation at PUB's Marina Barrage. The mobile desalination unit is designed for disaster applications and produced drinking water from Singapore's coastal seawater using solar energy only.

The desalination unit is completely mobile and independent of external infrastructure. It is placed in a 20-foot container and driven entirely by solar power (both thermal and PV), and is designed to run with a minimum of maintenance.

The project was successfully completed last year and has shown the reliability of the memsys-technology. The system components are still used for other projects.



Solar driven desalination, Canary Islands

Similar to the Singaporean Marina Barrage Unit this is memsys second approach towards units designed for disaster applications. The project was realized in 2011 and successfully completed. The system provided important data for the system design and optimization. Now memsys plans significantly larger systems with better space efficiency in standard containers.



Thermal Brine concentration, Qatar

memsys takes part in a research program lead by ConocoPhillips' Global Water Sustainability Center (GWSC) and Qatar University to evaluate the utilization of membrane distillation (MD) technology for brine concentration downstream of MSF and MED plants. GWSC is funding the research program which also involved collaboration with the local water authorities in Qatar.

The system is currently operated at one of the largest desalination plants in Qatar. Here the still warm brine will be further concentrated. For the memsys-system high salt concentrations are not a problem, since only plastic parts are used. The residual heat of the brine and the waste heat from a nearby power plant make the process efficient.



Senoko Power Station Project, Singapore

This pilot will prove the viability of harnessing waste-heat from industry and producing high quality distillate for boiler feed water. In a 40-foot container two parallel “double-decker” systems with a membrane area of 110 m² are installed. The modularity of the memsys system will make it easy to scale-up for higher capacities.



Forecast

memsys will continue to optimize the V-MEMD-modules and the production process. For this we work closely with international customers and system integrators. We are currently working on upscaling the technology to use the process for industrial applications efficiently. Furthermore, there are many new Ideas for future applications such as air humidification or dehumidification for a more efficient air conditioning.

We hope to arouse your interest and we look forward to discussions, projects and ideas.



Stromspeicherung in Wasserstoff – Kein Kind der Energiewende sondern seit über 30 Jahren in Bearbeitung

20 Jahre Energiesymposium an der Fachhochschule Stralsund

7. - 9. November 2013

Reinhold Wurster

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH



© Ludwig-Bölkow-Systemtechnik

Inhaltsübersicht



ludwig bölkow
systemtechnik

- Auslöser fürs Nachdenken über das Energiesystem
 - Ölpreisschocks 1973 und 1979
 - Die Grenzen des Wachstums (Meadows) und
 - Rio und Kyoto
 - und Fukushima
- Justi, Dahlberg, DLR, Bölkow – die Vordenker des solaren Wasserstoffs
- Projekte zur Realisierung
 - Welgas-Projekt Olof Tegström 1985
 - SWB (Solar-Wasserstoff-Bayern) von 1986 – 1999
 - FhG-ISE autarkes PV-Haus
 - EQHHP (Euro-Quebec-Hydro-Hydrogen Project) 1989-1999
 - Komplexlabor FH Stralsund – ab frühe 1990er Jahre
 - Wind-H₂-Projekt Argentinien 2010
- Wind-H₂ und PV-H₂ – eine Notwendigkeit und keine Hype!

© Ludwig-Bölkow-Systemtechnik

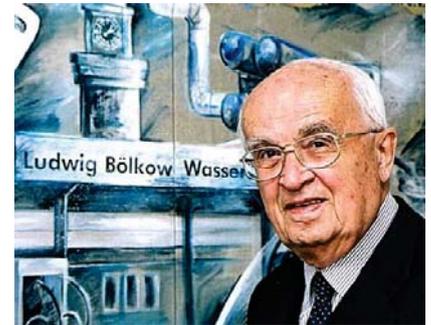
LBST.de
249

Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH



ludwig bölkow
systemtechnik

- Experte für nachhaltige Energie und Mobilität seit 30 Jahren (gegründet 1982)
 - Nachhaltigkeitsfragen und Ressourcenanalysen
 - Bewertung alternativer Kraftstoffe & Infrastruktur
 - Energiekonzepte und -strategien
- Internationale Kunden in Industrie, Finanzwirtschaft, Politik, und Verbänden
- Umfassende Kompetenzen in erneuerbaren Energien und H₂ als Energieträger
 - Gemeinsame Europäische Forschungs-/Demovorhaben
 - Berater des Europäischen Parlaments
 - Strategische Unterstützung deutscher Bundesländer sowie nationaler und internationaler Industrieunternehmen
- Konsequenter Systemansatz – Denken über Grenzen hinweg



Dr. Ludwig Bölkow, Gründer der LBST, † 2003

1972 hebt der erste Airbus A 300 ab, den Ludwig Bölkows MBB und Aérospatial gemeinsam entwickelt haben [diese beiden Firmen bildeten den Kern der heutigen EADS, bald Airbus]

LBST.de

LBST Kunden – Vergangenheit und Gegenwart



ludwig bölkow
systemtechnik

Mobility



Energy



Politics



Industry



LBST.de
250

Ölpreisschocks 1973



ludwig bölkow
systemtechnik

- Als Ölkrise bezeichnet man eine Phase starken Ölpreisanstieges, die gravierende gesamtwirtschaftliche Auswirkungen hat. **Im engeren Sinne werden nur die Erhöhungen der Rohölpreise 1973 und 1979/80 als Ölkrisen bezeichnet**, da beide in den Industrie-ländern schwere Rezessionen auslösten
- Die erste und folgenreichste Ölkrise wurde im Herbst 1973 anlässlich des Jom-Kippur-Krieges (6. bis 26. Oktober 1973) ausgelöst. Die Organisation der Erdöl exportierenden Länder (OPEC) drosselte bewusst die Fördermengen um etwa fünf Prozent, um die westlichen Länder bezüglich ihrer Unterstützung Israels unter Druck zu setzen. Am 17. Oktober 1973 stieg der Ölpreis von rund drei US-Dollar pro Barrel (159 Liter) auf über fünf Dollar. Dies entspricht einem Anstieg um etwa 70 Prozent. Im Verlauf des nächsten Jahres stieg der Ölpreis weltweit auf über zwölf US-Dollar.

© Ludwig-Bölkow-Systemtechnik

LBST.de

5

Ölpreisschocks 1979/80



ludwig bölkow
systemtechnik

- Nach einem Rückgang der Ölpreise fanden während der zweiten Ölkrise 1979/80 wieder kurzzeitige Preissteigerungen statt. **Ausgelöst wurde sie im Wesentlichen durch Förderungsausfälle und Verunsicherung nach der Islamischen Revolution im Iran und dem folgenden Angriff des Iraks auf den Iran (Erster Golfkrieg)**. Der damalige Preisanstieg fand bei ca. 38 US-Dollar für einen Barrel (159 Liter) sein Maximum. Ende der 1980er fiel der Ölpreis wieder auf unter 20 \$ pro Barrel.
- 1990 und 1991, als der Irak Kuwait annektierte (besetzte) und den Zweiten Golfkrieg verlor, sprach man wieder von einer bevorstehenden Ölkrise, denn beide Länder gehörten zu diesem Zeitpunkt zu den größten Erdölproduzenten. Es kam aber wider Erwarten nur zu einem kurzzeitigen Hochschnellen des Preises.

© Ludwig-Bölkow-Systemtechnik

LBST.de
251

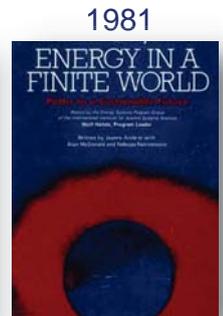
6

Die Grenzen des Wachstums (Meadows)



ludwig bölkow
systemtechnik

- Die Grenzen des Wachstums (engl. Originaltitel: The Limits to Growth) ist eine 1972 am 3. St. Gallen Symposium vorgestellte Studie zur Zukunft der Weltwirtschaft. **Ausgangspunkt der Studie war es, zu zeigen, dass das aktuelle individuelle lokale Handeln Alle globalen Auswirkungen hat, die jedoch nicht dem Zeithorizont und Handlungsraum der Einzelnen entsprechen.**
- Die Studie wurde im Auftrag des Club of Rome erstellt und von der Volkswagenstiftung finanziert. Donella und Dennis L. Meadows und deren Mitarbeiter am Jay W. Forrester's Institut für Systemdynamik führten dazu eine Systemanalyse und Computersimulationen verschiedener Szenarien durch.
- Auch die große globale Energiestudie »Energy in a finite world« von Wolf Häfele durchgeführt am IIASA **zeigte die Grenzen der Energieversorgung und die Komplexität eines langfristigen Übergangs zu einer nachhaltigen Energie-versorgung auf.**



© Ludwig-Bölkow-Systemtechnik

LBST.de

7

Rio und Kyoto



ludwig bölkow
systemtechnik

- Die Klimarahmenkonvention wurde am 9. Mai 1992 in New York City verabschiedet und im selben Jahr auf der Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung (UNCED) in Rio de Janeiro von 154 Staaten unterschrieben. Sie trat zwei Jahre darauf, am 21. März 1994, in Kraft.
- Das Kyoto-Protokoll (benannt nach dem Ort der Konferenz Kyōto in Japan) ist ein am 11. Dezember 1997 beschlossenes Zusatzprotokoll zur Ausgestaltung der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) mit dem Ziel des Klimaschutzes. **Das am 16. Februar 2005 in Kraft getretene Abkommen legt erstmals völkerrechtlich verbindliche Zielwerte für den Ausstoß von Treibhausgasen in den Industrieländern fest. Bis Anfang Dezember 2011 haben 193 Staaten sowie die EU das Kyoto-Protokoll ratifiziert.**

© Ludwig-Bölkow-Systemtechnik

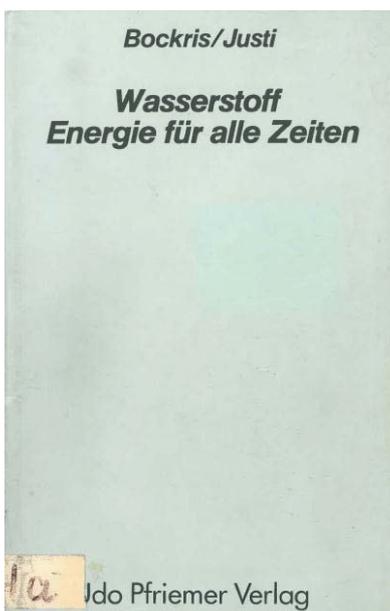
LBST.de
252

8

... und Fukushima

- Als Nuklearkatastrophe von Fukushima werden eine Reihe katastrophaler Unfälle und schwerer Störfälle im japanischen Kernkraftwerk Fukushima Daiichi (Fukushima I) und deren Auswirkungen bezeichnet.
- Vier von sechs Reaktorblöcken des Kraftwerks wurden durch die Unfälle zerstört. Das Kraftwerk soll ganz aufgegeben werden.
- Die Berichterstattung über die Katastrophe führte in vielen Ländern zu einer größeren Skepsis oder einem Stimmungsumschwung zulasten der zivilen Nutzung der Kernenergie. Mehrere Länder gaben ihre Kernenergieprogramme auf. Die japanische Regierung selbst beschloss den schrittweisen Ausstieg aus der Atomenergie bis spätestens 2040, schränkte diesen aber nach Protesten seitens der Wirtschaft wieder ein.
- Die BRD beschloss aufgrund Fukushima den bereits 2000 beschlossenen Atomausstieg nun in vollem Umfang umzusetzen.

Justi, Dahlberg, DLR, Bölkow – die Vordenker des solaren Wasserstoffs



Wasserstoff die Energie für alle Zeiten

Konzept einer
Sonnen-Wasserstoff-Wirtschaft

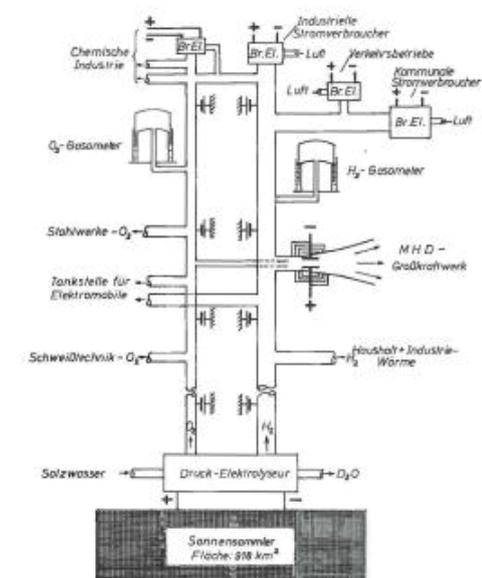
John O'M. Bockris Ph. D.
Professor of Chemistry
A. and M.
University of Texas

Dr. phil. Eduard W. Justi
Professor der Physik
Technische Universität
Braunschweig

mit Beiträgen von
Dr. P. Brennecke, Braunschweig
Prof. Dr. E. Broda, Wien
Prof. Dr. H. H. Ewe, Braunschweig
Prof. Dr. W. Helland, Garching
Prof. Dr. Dr. H. W. Kuhn, Göttingen
Dipl.-Phys. H.-J. Selbach, Braunschweig



Udo Pfiemer Verlag · München



Justi, Dahlberg, DLR, Bölkow – die Vordenker des solaren Wasserstoffs



ludwig bölkow
systemtechnik

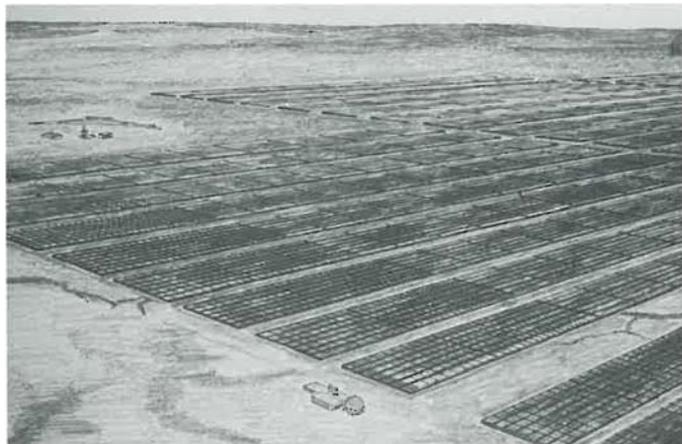


Abb. 51 Vision einer zukünftigen solarelektrischen Wasserstoffanlage

EAT

(Quelle: AEG)

Quelle: „Entscheidungen für eine langfristige Energiepolitik“, EAT/ Ludwig Bölkow 1982

Solarpark Senftenberg/Schipkau, 168 MW
(Bildquelle: LMBV 2011)

© Ludwig-Bölkow-Systemtechnik

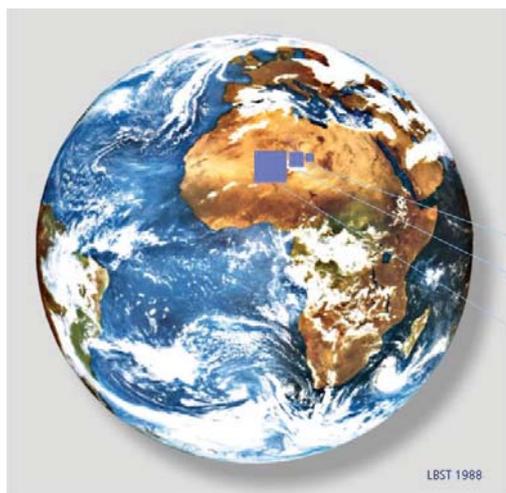
11

LBST.de

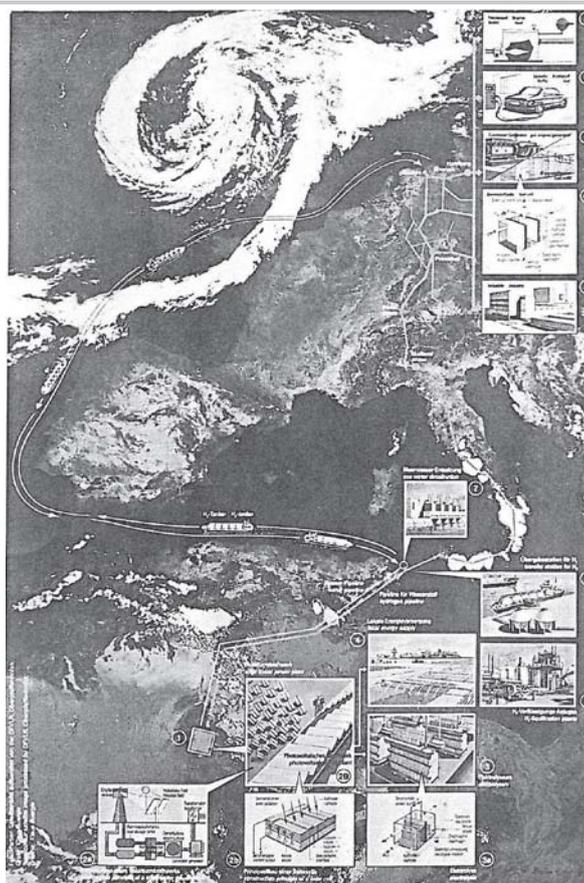
Justi, Dahlberg, DLR, Bölkow – die Vordenker des solaren Wasserstoffs



ludwig bölkow
systemtechnik



LBST 1988



Quelle: CESTA 198XXXXXXX

12

LBST.de
254

Justi, Dahlberg, DLR, Bölkow – die Vordenker des solaren Wasserstoffs



ludwig bölkow
systemtechnik

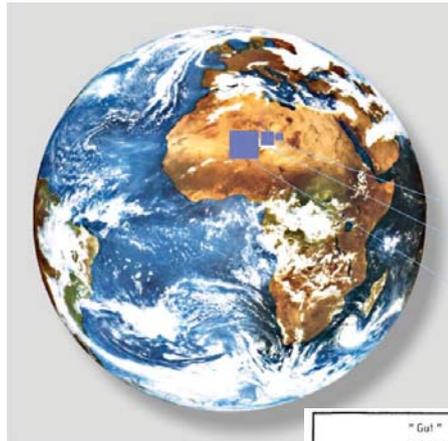
Dipl.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Ludwig Bölkow:
Entscheidungen
für eine
langfristige
Energiepolitik



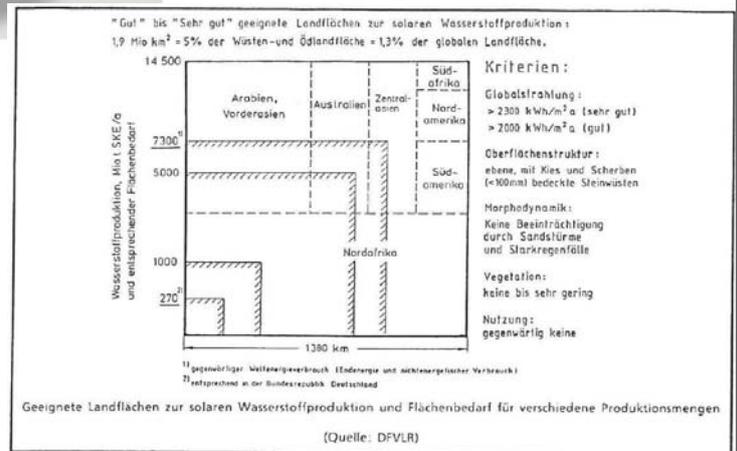
EAT

Vortrag von
Dipl.-Ing. Dr.-Ing. E. h. Ludwig Bölkow
vor dem
Peutinger-Collegium in München
am 25. März 1982

Quelle: EAT/ Ludwig Bölkow 1982



Germany
Europe
World



Wind-H₂-Projekt Schweden 1986



ludwig bölkow
systemtechnik

S: Olof Tegström Welgas Project 1985-86

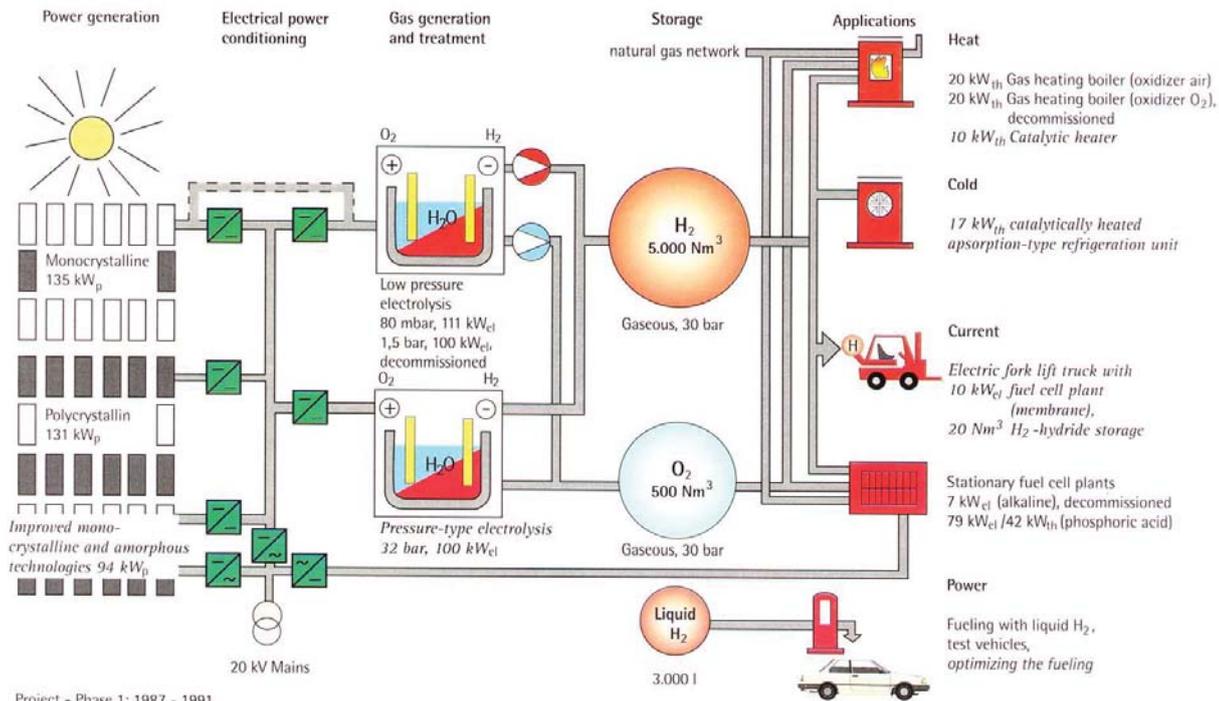


Wind power plant 55 kW
(35,363 kWh/a)
PEM-Electrolysis 5 kW, 1 Nm³/h
Gas stove (2.770 kWh/a)
Car (13.000 km/yr,
13,246 kWh/yr)
Residential heat + Lighting/TV (19,347 kWh/yr)



Quelle: Olof Tegström 1986

Solar Wasserstoff Bayern 1986-1999



Project - Phase 1: 1987 - 1991
Project - Phase 2: 1992 - 1999
(Issue: 06/96)

Quelle: SWB 1999

Design data; all pressures are operating pressures (gauge)

15

© Ludwig-Bolkow-Systemtechnik

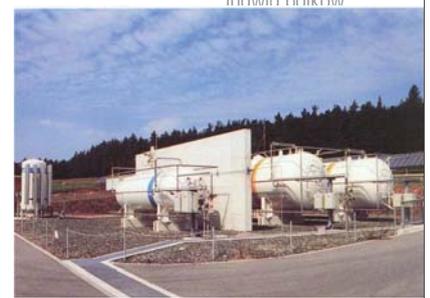
LBST.de

Solar Wasserstoff Bayern 1986-1999



Luftbild SWB-Anlage • H₂-/O₂-Speicher •
GHW-, Krebskosmo-, ABB-Elektrolyseure •
Fuji-PAFC • LH₂-Fahrzeugbetankung

Quelle: SWB 1999



Solar-H₂-Projekte – FhG-ISE (energieautarkes Haus) und DLR (Hysolar)



ludwig bolkow
systemtechnik



Quelle: FhG-ISE 1993



Quelle: FhG-ISE 1993



Quelle: Hysolar 1990

© Ludwig-Bölkow-Systemtechnik

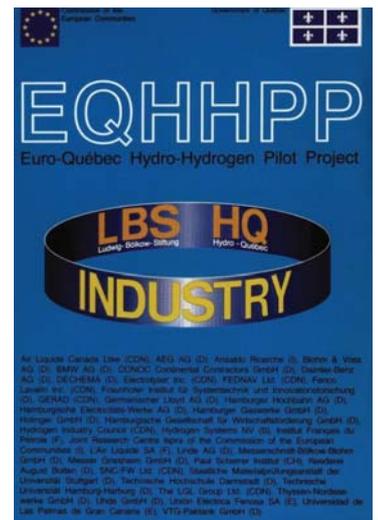
LBST.de

17

EQHHPP (Euro-Quebec-Hydro-Hydrogen Project) 1989-1999



Industrie, Europäische Kommission und Regierung von Quebec haben von 1989 bis 1999 insgesamt 45 Mio. Euro in das EQHHPP investiert



Quelle: EQHHPP 1990

© Ludwig-Bölkow-Systemtechnik

LBST.de

257

EQHPP-Systemstudien und Hardware-Demonstrationen



Ludwig Bolkow
Systemtechnik



LH₂ Transportschiff – TNSW-Systemstudie



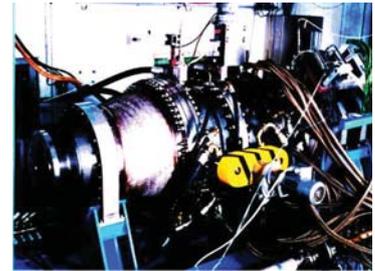
MAN und Hydrogen Systems LH₂ VM Busse

Test eines
LH₂ -Transport
Tanks durch
BAM



LH₂-versorgtes
PAFC-BHKW der HEW

H₂-Brennkammer-
test eines Pratt &
Whitney Trieb-
werks für eine
A310 (DASA)



LBST.de

EQHPP H₂-Sicherheitsuntersuchungen



Ludwig Bolkow
Systemtechnik

LH₂
Transport
Storage
Tank
Tests in
EQHPP



EQHPP 1992-1999

BMW
LH₂ Vehicle
Tank Testing
in EQHPP



BMW
LH₂ Vehicle
Crash Testing



Quellen:
BMW and BAM 2001 - 2004

LBST.de
258

Komplexlabor FH Stralsund – ab frühe 1990er Jahre



ludwig bolkow
systemtechnik



**Elwatec
20 kW
AEL Bild
fehlt**

© Ludwig-Bölkow-Systemtechnik

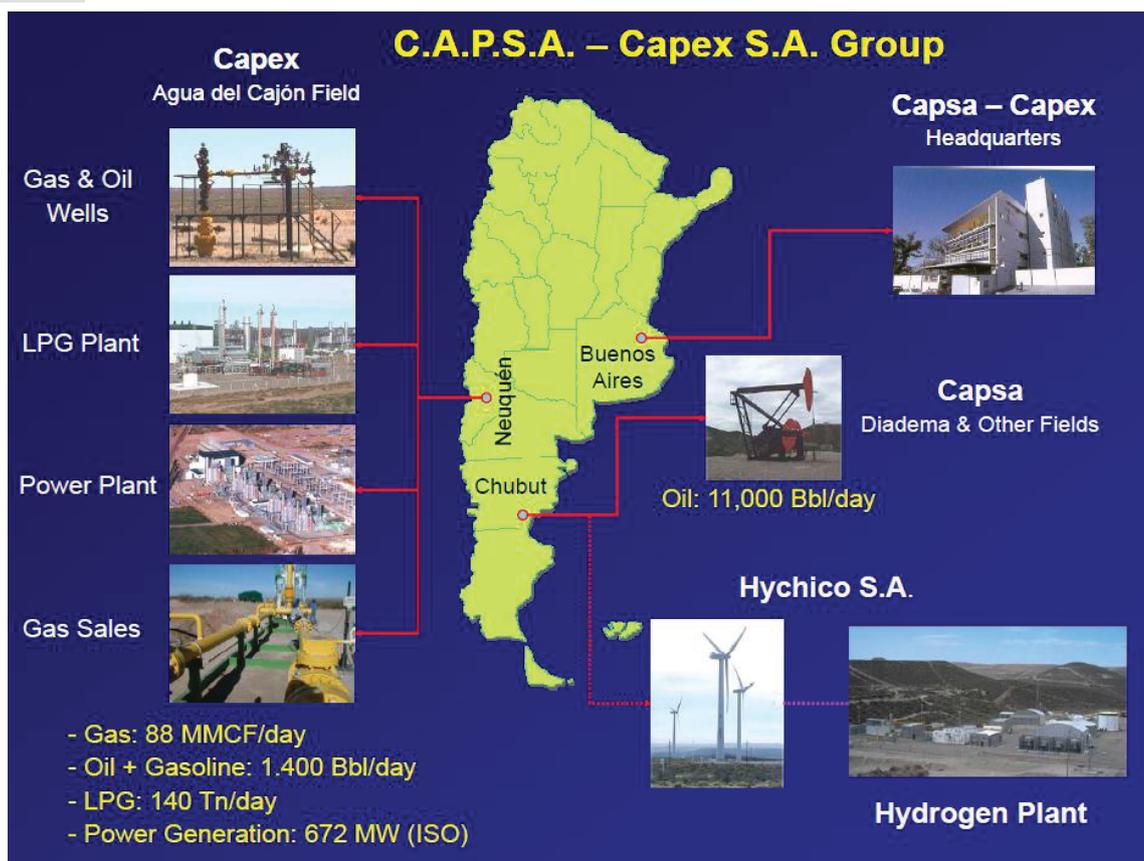
21

LBST.de

Wind-H₂-Projekt Argentinien 2010



ludwig bolkow
systemtechnik



Quelle: Hychico/CAPEX 2010

22

LBST.de
259

Wind-H₂-Systeme weltweit



Location	Project	Year
ENEA Research Centre, Italy	Prototype wind/electrolyzer testing system	2000
University of Quebec, Trois-Rivières, Canada	Renewable energy systems based on hydrogen for remote applications	2001
Utsira Island, Norway	Demonstration of autonomous wind/hydrogen systems for remote areas	2004
West Beacon Farm, Loughborough, UK	HARI – Hydrogen And Renewables Integration	2004
Unst, Shetland Islands, UK	PURE – Promoting Unst Renewable Energy	2005
IFE, Kjeller, Norway	Development of a field-ready small-scale wind-hydrogen energy system	2006
NREL, Golden, Colorado, USA	Wind-to-hydrogen (Wind2H2) demonstration project	2006
Pico Truncado, Argentina	Wind/hydrogen demonstration plant	2007
HyChico, Comodoro Riv., ARG	Wind/hydrogen demonstration plant	2009

Quellen: sgurr energy – 2009
Capex S.A. - 2010

LBST.de

Chronologie der Aktivitäten der FH-Stralsund

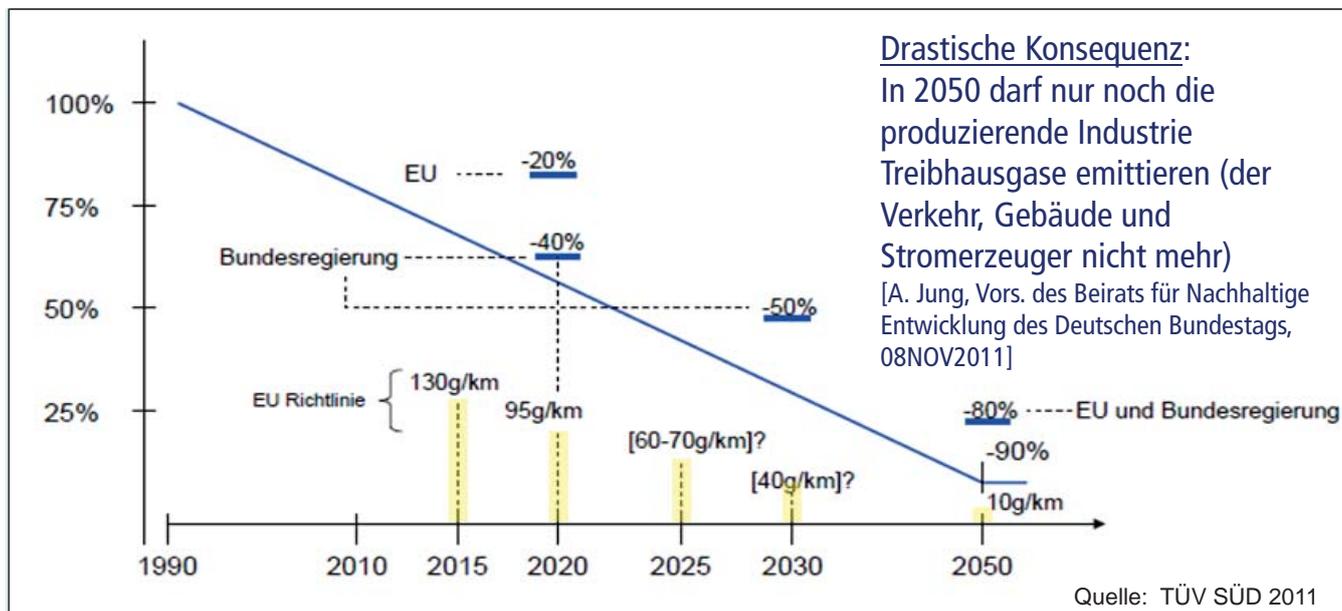


ludwig bölkow
systemtechnik

- Konzeption des Komplexlabors im Jahre 1992 und Einweihung im Jahr 1996
- Ab 1993 BHKW in Betrieb, das später mit einem H₂-Erdgas-Gemisch betrieben werden sollte
- Alkalischer Elektrolyseur von ELWATEC 1994/95 in Betrieb genommen
- Windrad war bereits davor bestellt aber erst 1996 angeschlossen worden
- Zielrichtung der Arbeiten lag in sauberer Inselenergieversorgung, weshalb das Labor auch vom Netz abgekoppelt und als Notstromversorgung benutzt werden konnte
- Netzunterstützung wurde ab 2004 als Fokus eingeschlagen (Auslöser: Windstrom-Vergleichmässigungs-Studie vom Ministerium in Schwerin)

Was Klimagasreduktionsziele für den Verkehr bedeuten

CO₂-Äquivalente (IPCC 2007); Ziel -90% bis 2050



Nissan Green Program 2006: Bis 2050 will der japanische Autobauer eine Neuwagenflotte ohne jede CO₂-Belastung anbieten. Dabei hat sich Nissan auf rein elektrisch betriebene Fahrzeuge festgelegt.

LBST.de

Warum brauchen wir H₂ für eine klimaneutrale Energiewende

- Erneuerbare decken fast den gesamten Zuwachs der deutschen Stromerzeugungskapazität seit 1990
- 22% Anteil erneuerbarer Energien an Stromerzeugung in 2012 (12% aus Wind und PV), 12,1% am gesamten Endenergieverbrauch
- Gemeinde Passau hat 2012 über 36% des Jahresstrombedarfs aus PV erzeugt
- Integration Erneuerbarer erfordert Netzausbau
- Entlastung durch Stromexport oder Nachfragesteuerung („demand side management“) nur begrenzt möglich
- Bei allen denkbaren Entwicklungsszenarien entstehen in Deutschland ab 2015-20 signifikante Überschussstrommengen
- Netzentlastung und Nutzungsgraderhöhung durch großtechnische Stromspeicherung erleichtern Ausbau erneuerbarer Energien und damit die Energiewende



LBST.de
261



Reinhold Wurster
Senior Consultant

**Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
(LBST)**

Daimlerstr. 15
85521 München/Ottobrunn

p: +49/89/608110-33
e: reinhold.wurster@lbst.de
w: <http://www.lbst.de>



CURRENT-CARRYING CAPACITY OF OVERHEAD POWER LINES IN POWER SYSTEM WITH PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS

M. Zenczak

West Pomeranian University of Technology, Gen. Sikorskiego 37, Pl 70-313 Szczecin,
michal.zenczak@zut.edu.pl

Keywords: overhead power line, current-carrying capacity, photovoltaic power plant

Abstract: The current carrying capacity of overhead lines depends on wind speed, solar radiation and temperature of environment: the higher wind speed, the higher current-carrying capacity; the higher solar radiation and temperature, the lower current carrying capacity of overhead lines. On the other hand the solar radiation and temperature change the level of generation in photovoltaic power plants. The paper presents exact analysis of relation between current-carrying capacity of overhead lines and level of generation in photovoltaic power plants for different conditions.

1. Introduction

Very often current-carrying capacity is treated as the constant parameter, at most dependent on season of the year. Presented analysis takes into considerations the relations between current-carrying capacity of overhead lines and temperature of the air, solar radiation and wind speed. The wind speed is the most important factor, when there are wind power plants (WPP) in power system, because the higher wind speed the higher current-carrying capacity of overhead lines and the higher generated power in wind power plants. Therefore wind creates the additional possibility of transmission of energy generated in wind power plants [1, 2].

The situation is quite different, when there are photovoltaic power plants (PPP) in power system. The current-carrying capacity of overhead lines depends on solar radiation and temperature of environment: the higher solar radiation and temperature, the lower current-carrying capacity of overhead lines. On the other hand the solar radiation and temperature change the level of generation in PPP. The paper presents exact analysis of relation between current-carrying capacity of overhead lines and level of generation in PPP for different conditions.

2. Generation of electrical energy in photovoltaic power plant

The level of generation in PPP is defined for the Standard Test Conditions (STC): temperature $t_{STC} = 25^{\circ}\text{C}$, solar radiation $Q_{SSTC} = 1000 \text{ W/m}^2$, air mass AM1.5. In conditions other than STC the level of generation is different. In point of view of current-carrying capacity the most essential is maximum generated power in weather conditions, which are the basis for estimation of current-carrying capacity. The level of generation in single photovoltaic cell is the following function of temperature [3]:

$$P = I_0(1 + b_I \Delta \vartheta) U_0(1 + b_U \Delta \vartheta) \quad (1)$$

For typical cells the relative increase of current b_I is much more lower than relative decrease of voltage b_U . Therefore the function (1) is decreasing function of temperature. For typical PPP coefficient of relative power b_P changes in range from -0.005 (for monocrystalline cells) to -0.00268 (for amorphous cells). Relationship (1) can be written in following form:

$$P_{MPP} = P_{MPPSTC}(1 + b_P \Delta \vartheta) \quad (2)$$

Where P_{MPP} – power in given temperature, P_{MPPSTC} – power in STC. The level of generation in PPP is the raising function of solar radiation. If the efficiency of transformation of solar energy to electrical energy η is constant in range from 0 to 1100 W/m^2 , then the linear function between

maximum power point (MPP) and solar radiation can be assumed:

$$P_{MPP} = P_{MPPSTC} \frac{Q_s}{Q_{SSTC}}, \quad I_{MPP} = P_{MPPSTC} \frac{Q_s}{\sqrt{3}U_n Q_{SSTC}} \quad (3)$$

Relationship (3) enables calculation of power in maximum power point P_{MPP} and current I_{MPP} for given value of solar radiation Q_s .

3. Current-carrying capacity of overhead power line

The design temperature is basis for estimation of permissible sag and distances between conductors and crossed objects. In Poland lines are designed mainly for 40°C, although there are lines designed for 60°C and 80°C. Temperature of 80°C is the highest permissible temperature of common AFL conductors.

The current-carrying capacity in power transmission or distribution companies is defined for winter and summer. This may caused, that in very hot sunny weather, without wind lines may be overload. On the other hand even in summer the same lines during cold, cloudy days with strong wind have very big margin of current-carrying capacity, which can be utilized. Thus instead of application of new HTLS conductor there is possibility of utilization common traditional AFL conductors with monitoring of temperature [1]. The temperature of conductor depends on current, wind speed, temperature of air and sun radiation. The thermal static balance of conductor can be expressed by following relationship:

$$P_i + P_s = P_c + P_r \quad (4)$$

Where: P_i - power produced by current flow, P_s - power absorbed from sun radiation, P_c - power of convection, P_r - power of radiation. The dynamic balance should take into consideration additionally energy used for heating up conductors to their new temperature. Total thermal power absorbed from sun radiation P_s can be calculated from the relationship:

$$P_s = \alpha_s Q_s D_w \quad (5)$$

Where: α_s – absorption coefficient of conductor surface, Q_s – solar radiation, D_w – external diameter of conductor. P_c and P_r are functions of temperature of environment \mathcal{G}_{EN} and temperature of conductor \mathcal{G}_w :

$$P_c = \pi \lambda (\mathcal{G}_w - \mathcal{G}_{EN}) Nu \quad (6)$$

$$P_r = \pi D_w \varepsilon \delta_B \left[(\mathcal{G}_w + 273)^4 - (\mathcal{G}_{EN} + 273)^4 \right] \quad (7)$$

Where: λ - thermal conductivity of air, ε - thermal emission factor, δ_B – Stefan-Boltzmann's constant. Nusselt's number Nu is related to Reynolds number Re :

$$Nu = B(Re)^n \quad (8)$$

Where: B , n – coefficients, which are the function of Re , which is function of wind speed:

$$Re = \frac{\rho v D_w}{\nu} \quad (9)$$

Where: ρ - air density, ν - viscosity of air, v - wind speed. Table 1 presents values of coefficients B and n . The load capacity as the function of weather conditions can be expressed by the formula:

$$P_i = P_c + P_r - P_s \quad (10)$$

Relationship (10) enables estimation of current-carrying capacity:

$$I_{cc} = \sqrt{\frac{1}{R} (P_c + P_r - P_s)} \quad (11)$$

Where: R – resistance of conductor in given temperature:

$$R = R_{20}(1 + \alpha\Delta\vartheta) \quad (12)$$

Where R_{20} – resistance of conductor in temperature 20°C.

Table 1: Values of coefficients B and n

Roughness R_s	Reynolds number Re		B	n
	from	to		
Any wire	100	2650	0,641	0,471
$R_s \leq 0,05$	2650	50000	0,178	0,633
$R_s \geq 0,05$	2650	50000	0,048	0,800

Roughness R_s can be estimated from the expression (d_{ew} – diameter of single wire in conductor):

$$R_s = \frac{d_w}{2D_w - 2d_w} \quad (13)$$

There are many kinds of conductors, which are used in Poland and other countries. The most important parameter is diameter of conductors. The aim of presented analysis is relation between current-carrying capacity and generation of power in PPP, therefore not all the conductors should be taken into considerations. Considering polish regulations [4] the power of PPP will be not higher than 2 MW, because for the power not higher than 2 MW the connection expertise is not required. Therefore analysis is presented for conductor AFL-6 35 mm². ($D_w = 8.1$ mm, $R_{20} = 0.8522\Omega/\text{km}$, $I_{cc} = 170$ A (4,42 MW)). Such the lines are mainly used as the lateral of rural network 15 kV. It is typical solutions when there is necessity of connecting new PPP to power system.

Analyses have been done for the wind speeds: 0.5 and 15 m/s. Values of temperature: 10, 15, 20, 25, 30 and 35°C. Values of solar radiation: 0, 100, 200, 300, 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000 and 1100 W/m². Values of $\alpha_s = \varepsilon = 0.5$.

The results of calculations for AFL-6 35 mm² are presented in table 2. Table 3 contains results of calculations of current-carrying capacity as the function of α_s and ε in STC.

Table 2: Current-carrying capacity of conductor AFL6 35 mm² for wind speed 0.5 m/s and 15 m/s

v 0.5 m/s	g_{EN} 10°C	g_{EN} 15°C	g_{EN} 20°C	g_{EN} 25°C	g_{EN} 30°C	g_{EN} 35°C	v 15 m/s	g_{EN} 10°C	g_{EN} 15°C	g_{EN} 20°C	g_{EN} 25°C	g_{EN} 30°C	g_{EN} 35°C
Q_s [W/m ²]	I_{CC} [A]	I_{CC} [A]	I_c [A]	I_{CC} [A]	I_{CC} [A]	I_{CC} [A]	Q_s [W/m ²]	I_{CC} [A]	I_{CC} [A]	I_{CC} [A]	I_{CC} [A]	I_{CC} [A]	I_{CC} [A]
0	159.3	145.0	129.8	112.0	89.3	64.5	0	410.6	370.7	328.0	281.0	226.9	158.8
100	158.0	143.8	128.1	110.2	86.8	61.1	100	410.1	370.1	327.3	280.2	226.0	157.5
200	156.8	142.3	126.4	108.2	84.3	57.4	200	409.5	396.6	326.7	279.4	225.0	156.1
300	155.4	140.8	124.7	106.2	81.6	53.5	300	409.0	369.0	326.0	278.6	224.0	154.7
400	154.0	139.2	123.0	104.1	78.9	49.2	400	408.5	368.4	325.3	277.8	223.1	153.3
500	152.6	137.6	121.1	102.0	76.1	44.6	500	407.9	367.8	324.7	277.1	222.1	151.8
600	151.1	136.1	119.3	99.8	73.2	39.4	600	407.4	367.2	324.0	276.3	221.1	150.4
700	149.7	134.5	117.5	97.6	70.2	33.5	700	406.9	366.6	323.3	275.5	220.1	148.9
800	148.2	132.8	115.6	95.4	67.0	26.2	800	406.3	366.0	322.6	274.7	219.1	147.5
900	146.7	131.2	113.7	93.1	63.7	15.8	900	405.8	365.4	322.0	273.9	218.1	146.0
1000	145.3	129.5	111.8	90.7	60.2	0.0	1000	405.3	364.8	321.3	273.1	217.1	144.5
1100	143.8	127.8	109.8	88.3	56.4	0.0	1100	404.7	364.5	320.6	272.3	216.1	143.0

Table 3. Current-carrying capacity of conductor AFL6 35 mm² for α_S and ε in STC

	$\alpha_S = \varepsilon$	0.15	0.30	0.45	0.50	0.60	0.80	0.95
$v = 0.5$ m/s	I_{CC} [A]	101.7	97.1	92.3	90.7	87.3	80.1	74.2
$v = 15$ m/s	I_{CC} [A]	277.0	275.3	273.7	273.1	272.0	269.2	268.1

4. Photovoltaic power plants and current-carrying capacity

The level of generation in WPP is independent of solar radiation and temperature of air, while the level of generation in PPP depends on solar radiation and temperature of air, but not on wind speed. Of course meteorology knows perhaps relationships between wind speed, air temperature and solar radiation, but in point of view of power system all these three weather factors may be independent of each other. Therefore the wind speed, solar radiation and temperature of air should be monitored the whole time, if this information is used in power system.

If the total change of current-carrying capacity $\Delta I_{cc} = f(v, \vartheta_{EN}, Q_S)$ or power $\Delta P_i = f(v, \vartheta_{EN}, Q_S)$ is utilized, then the following conditions should be fulfilled:

$$I_{cc} + \Delta I_{cc}(v, \vartheta_{EN}, Q_S) \geq I_{MPP} + \Delta I_{MPP}(\vartheta_{EN}, Q_S) \quad (14)$$

$$P_i + \Delta P_i(v, \vartheta_{EN}, Q_S) \geq P_{MPP} + \Delta P_{MPP}(\vartheta_{EN}, Q_S) \quad (15)$$

The current-carrying capacity I_{cc} is raising function of wind speed, decreasing function of temperature of air and decreasing function of solar radiation (table 2). Besides current-carrying capacity I_{cc} is decreasing function of α_S and ε (table 3). Power generated by PPP is decreasing function of temperature of air and raising function of solar radiation. In order to estimation the total change of current-carrying capacity and change of current I_{MPP} in PPP the following expressions can be used:

$$\Delta I_{cc} = \frac{\partial I_{cc}}{\partial v} \Delta v + \frac{\partial I_{cc}}{\partial \vartheta_{EN}} \Delta \vartheta_{EN} + \frac{\partial I_{cc}}{\partial Q_S} \Delta Q_S \quad (16)$$

$$\Delta I_{MPP} = \frac{\partial I_{MPP}}{\partial \vartheta_{EN}} \Delta \vartheta_{EN} + \frac{\partial I_{MPP}}{\partial Q_S} \Delta Q_S \quad (17)$$

Where:

$$\frac{\partial I_{cc}}{\partial v} = \frac{\pi \lambda B n}{2 I_{cc} R} (\vartheta_w - \vartheta_{EN}) \left(\frac{\rho D_w}{v} \right)^n v^{n-1}, \quad \frac{\partial I_{cc}}{\partial \vartheta_{EN}} = \frac{-\pi}{2 I_{cc} R} \left[\lambda B \left(\frac{\rho v D_w}{v} \right)^n + 4 D_w \varepsilon \delta_B (\vartheta_{EN} + 273)^3 \right],$$

$$\frac{\partial I_{cc}}{\partial Q_S} = \frac{-\alpha_S D_w}{2 I_{cc} R} \quad (18)$$

$$\frac{\partial I_{MPP}}{\partial \vartheta_{EN}} = \frac{P_{MPPSTC}}{\sqrt{3} U_n} b_p, \quad \frac{\partial I_{MPP}}{\partial Q_S} = \frac{P_{MPPSTC}}{\sqrt{3} U_n Q_{SSTC}} \quad (19)$$

For example the current carrying-capacity in STC of conductor AFL-6 35 mm² rises from 90.7 A ($v = 0.5$ m/s) to 273.1 A ($v = 15$ m/s). It means, that additional power 4.739 MW may flow in line. Therefore raising wind speed is profitable factor for PPP.

More controversial is rise of temperature and solar radiation. Values of particular partial derivatives for STC are:

- for I_{cc} : $\frac{\partial I_{cc}}{\partial \vartheta_{EN}} = -4.5884$ A/K, $\frac{\partial I_{cc}}{\partial Q_S} = -0.0239$ A/(W/m²),
- for I_{MPP} : $\frac{\partial I_{MPP}}{\partial \vartheta_{EN}} = (-0.453 \div -0.243)$ A/K, $\frac{\partial I_{MPP}}{\partial Q_S} = 0.0907$ A/(W/m²).

The comparison of temperature derivatives shows that increase of \mathcal{G}_{EN} causes higher decrease of current-carrying capacity than decrease of current from PPP. Therefore this effect does not have practical importance. On the other hand decrease of temperature causes higher increase of current-carrying capacity than increase of current from PPP. It means, that there is no danger of overload the line caused by decrease of \mathcal{G}_{EN} . Comparison of solar radiation derivatives shows that increase of solar radiation can cause overload of line, if there is no margin of current-carrying capacity.

The above analysis assumes, that the temperature of air, solar radiation and wind speed is the same near line and PPP. If there are many heat sensors on line, then the system is able to control the functioning for places with different weather condition.

Using relationships (14)-(19) the control system for overhead line connected with PPP can be introduced. Fig 1 presents block diagram of this control system.

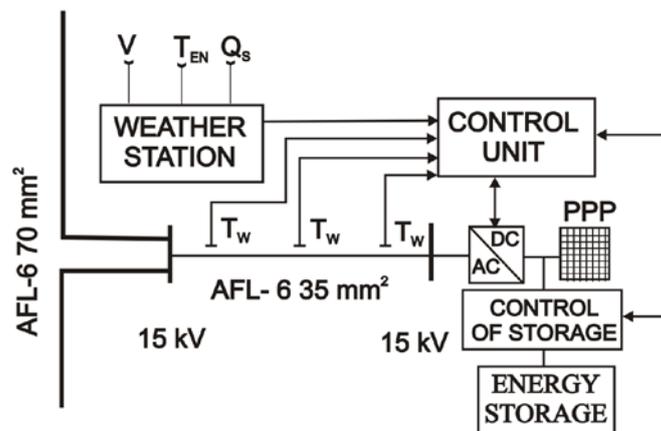


Fig. 1. Control system for overhead line connected with PPP ($\mathcal{G}_{EN} = T_{EN}$, $\mathcal{G}_w = T_w$)

The algorithm of the system from fig. 1 should keep the whole time the conditions (15) and (16). When the generated power is higher than current-carrying capacity of line, then the energy should be stored.

6. Conclusions

Presented analysis shows, that control of weather conditions creates the possibilities of better utilization of current-carrying capacity of overhead power lines.

Such the solutions may be used in short lateral of rural network 15 kV or in power transmission lines 110 , 220 and 400 kV .

7. References

- [1] P. Kacejko, P. Pijarski: Dynamic fitting of generation level to thermal capacity of overhead lines. *Electrical Review*, R. 84, (5): 80-83 (in Polish)
- [2] O. Małyszko, M. Zeńczak: Wind power plant and current-carrying capacity of overhead power transmission lines. *Proceedings of the XIIth International Symposium on Heat Transfer and Renewable Sources of Energy, Szczecin-Międzyzdroje*, 176-186
- [3] M.R. Patel, *Wind and solar power systems*. Taylor&Francis Group (2006)
- [4] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 sierpnia 2008 roku zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, *Dz. U. z dnia 9 września 2008 r.* (Polish regulations)

KRAFTSTOFFEFFIZIENTE ANTRIEBE MIT BRENNSTOFFZELLEN

JOHANNES GULDEN, THOMAS LUSCHTINETZ, ANDRÉ DEIBEL, ANDREAS SKLAROW

IRES - Institut für Regenerative EnergieSysteme an der Fachhochschule Stralsund
Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, e-mail: Johannes.Gulden@fh-stralsund.de

Schlüsselwörter: PEMFC, SOFC, Wirkungsgrad, Hybridisierung, Range Extender, Shell Eco-marathon

ZUSAMMENFASSUNG:

In naher Zukunft müssen unsere auf fossilen Energieträgern basierenden Verkehrssysteme durch nachhaltige regenerative Lösungen ersetzt werden. Da die Bioenergie in Mitteleuropa maximal 35% des Energiebedarfs beisteuern könnte, werden diese Systeme vor allem Wind- und PV-Strom nutzen. Für die Energiespeicherung an Bord der Fahrzeuge kommen außer Batterien nur Wasserstoff oder andere nachhaltig nutzbare Kohlenwasserstoffe als Energieträger in Frage. Dies ist mit der Suche nach den effizientesten Wandlungsketten von der Erzeugung des regenerativen Stroms bis zum Rad (from well to wheel) und damit dem minimalen Energiebedarf des Fahrzeugs selbst verbunden. Ausgehend von der Abschätzung des physikalischen notwendigen Energiebedarfs für typische Fahrzeuge behandeln wir daher in unserem Beitrag mögliche Auslegungen des Antriebes und setzen dies in Beziehung zu den praktischen Ergebnissen beim Shell Eco-marathon Europe, bei dem die besten Fahrzeuge Verbrauchswerte von 0,01 l Benzin -Äquivalent auf 100 km Entfernung erreichen.

EINFÜHRUNG

In Deutschland benötigt die Mobilität gegenwärtig ca. 30% der verbrauchten Gesamtenergie, dominiert von fossilen Brennstoffen. Studien zeigten für Europa, dass ein Ersatz durch Biomasse zwar 35 % dieses Bedarfs im Jahr 2020 [1] decken könnte, dies aber zusätzliche Probleme hinsichtlich Nahrungsmittelproduktion und Wasserverbrauch schaffen wird. Daher besteht neben der steten Verbesserung der Effizienz des Antriebsstranges die Notwendigkeit des Übergangs zu auf erneuerbaren Energien basierenden Energieträgern. Strom aus Photovoltaik-Anlagen und Windkraft wird bereits bald zu 85% den deutschen Strombedarf decken können und zeitweise als Überschussstrom zur Verfügung stehen [2]. Da der direkte Verbrauch, wie bei den (meisten) spurgeführten Verkehrsmitteln, die geringsten Verluste beinhaltet, werden für den LKW-Verkehr auch oberleitungsgeführte Systeme untersucht. Für die individuelle Mobilität sind in naher Zukunft sichtliche Veränderungen im Nutzerverhalten zu erwarten, wenn fahrerlose Fahrzeugbewegungen über das Einparken hinaus möglich werden (PKW on demand, Autobahnassistent...).

Dass diese das Mitführen des Kraftstoffs an Bord verzichtbar machen, ist nicht zu erwarten. Auf regenerativem Strom basierend, kommen auf lange Sicht nur die direkte (chemische) Stromspeicherung in Batterien und mit Elektrolyseuren erzeugter Wasserstoff in Frage. Erstere ist derzeit für den Kurzstreckenverkehr geeignet und als Brückentechnologie in Hybridfahrzeugen mit ca. 40 bis 80 km rein elektrisch zurücklegbarer Strecke auch

wirtschaftlich darstellbar [3], Wasserstoff-Brennstoffzellenfahrzeuge genügen mittlerweile den Nutzeranforderungen hinsichtlich Reichweite, Betankungsdauer, Einsatzklimaten usw., sind aber noch zu kostenintensiv.

In dieser Situation ist es naheliegend, aus dem minimalen Energiebedarf für Transportaufgaben die möglichen Antriebslösungen mit ihren Komponenten abzuleiten. Mit Blick auf die zu hebenden Effizienzpotenziale können so die Anforderungen an die Bordenergiespeicher reduziert und frühzeitig die zu schaffenden optimalen Verkehrs- und Versorgungsstrukturen festgelegt werden.

2. Energiebedarf mobiler Anwendungen

Sehr vereinfacht ist der Energie- und Leistungsbedarf für die Bewegung von Fahrzeugen über den Roll- und Luftwiderstand abschätzbar:

$$W_{\text{mot}} = (F_R + F_L) * s = (m * g * f_r + 0,5 \rho A c_w v^2) * s \quad (1)$$

$$P_{\text{mot}} = dW_{\text{mot}}/dt = (F_R + F_A) * v \quad (2)$$

In dieser Berechnung sind u.a. der Energieaufwand für Beschleunigungen, Streckenanstiege und Kurvenfahrt vernachlässigt. Mit den realistischen Werten von Tabelle 1 ist es möglich, einen ersten Überblick über die Anforderungen der verschiedenen Fahrzeugtypen zu erhalten. Die Kraftstoffverbräuche wurden dazu mit den angegebenen angenommenen Wirkungsgraden der Antriebslösung abgeschätzt.

	Renntag	Rennwagen PAC car II [3]	Rennwagen ThaiGer	Leicht- PKW	Mittelklasse- PKW
Radzahl/ Sitze	2 / 1	3 / 1	3 / 1	4 / 2	4 / 4
Personen(masse)	75 kg	50 kg	50 kg	2 x 75 kg	4 x 75 kg
Fahrzeug(masse)	(10 kg)	25 kg	60 kg	350 kg	1300 kg
Rollwiderstands- koeffizient $f_r =$	0.006 Diagonal-R.	0.0008 Radial-Reifen	0.006 Diag.-R.	0.013 Radial-R.	0.013 Radial-R.
$c_w * A =$	0.24 m ²	0.075*0.25 m ²	0.25*0.4m ²	0.3*1.74 m ²	0.3 * 1.9 m ²
Energiebedarf W_{mot} für 100 km:					
bei 30 km/h	0.37 kWh	0.04 kWh	0.3 kWh	2.4 kWh	6.3 kWh
= Kraftstoffbedarf / bei η des Antriebs	--	0.01L / 45% prakt. 0.02 L	0.1L / 35 % prakt.0,07L	1,1L / 25 %	3L/ 25 %
bei 80 km/h	1.8 kWh	0.18 kWh	1.0 kWh	6.1 kWh	10.4 kWh
Kraftstoffbedarf / η	--	--	--	2.9 L/ 25 %	4.9 L/ 25 %
P_{mot} bei 30/ 80 km/h	0.11/ --kW	0.012/0.15 kW	0.09/0.8kW	0.7/ 4.9 kW	1.9/ 8.3 kW

Tab. 1: Theoretischer Energiebedarf und Antriebsleistung verschiedener Fahrzeugtypen

Vergleicht man diese Abschätzung mit den bekannten Werten üblicher Transportsysteme nach Abb. 1, wird das Potenzial für Verbesserungen sichtbar. Die mehr als 100x niedrigeren Bestwerte mit Batteriefahrzeugen beim Shell Eco-marathon (s.u.) sind zwar nur unter besonderen Randbedingungen erreichbar, motivieren aber gleichermaßen die beteiligten Jungingenieure der Rennteams und die Entwicklungsingenieure der Autofirmen.

Es wird deutlich, dass derart reduzierte Verbräuche Masseinsparungen, eine reduzierte Anströmfläche bei gutem c_w -Wert und schließlich eine moderate Geschwindigkeit mit

entsprechendem Sicherheitspaket erfordern. Extrem weiche schlauchlose Radialreifen erreichen dabei fast den Rollreibungskoeffizienten eines Stahl-auf-Stahl-Systems von 0.00073. Sie sind für den Normalgebrauch zwar ungeeignet, zeigen aber das theoretische Potenzial der Leichtlaufreifentechnologie auf.

Hier stellt sich die Frage nach den Gebrauchsgewohnheiten. Eine stärkere Verknüpfung der individuellen Mobilität mit den öffentlichen Verkehrsmitteln eröffnet zusätzliche Wege zur Verbrauchsreduktion. So senkt die (indirekte) Kopplung von Einzelfahrzeugen und Spurführung den Energiebedarf. Das Problem der öffentlichen Transportsysteme ist ihr Gewicht und ihre z.T. geringe Auslastung, daher erreichen Dieselbusse nur in den Spitzenzeiten den Minimalverbrauch von 1,4 Litern Diesel je 100 Personenkilometer (Abb.1). Die Bundesbahn hat den 1-Liter-Zug auf der Agenda, Leichtbau und effiziente Antriebslösungen sind hier zielführend.

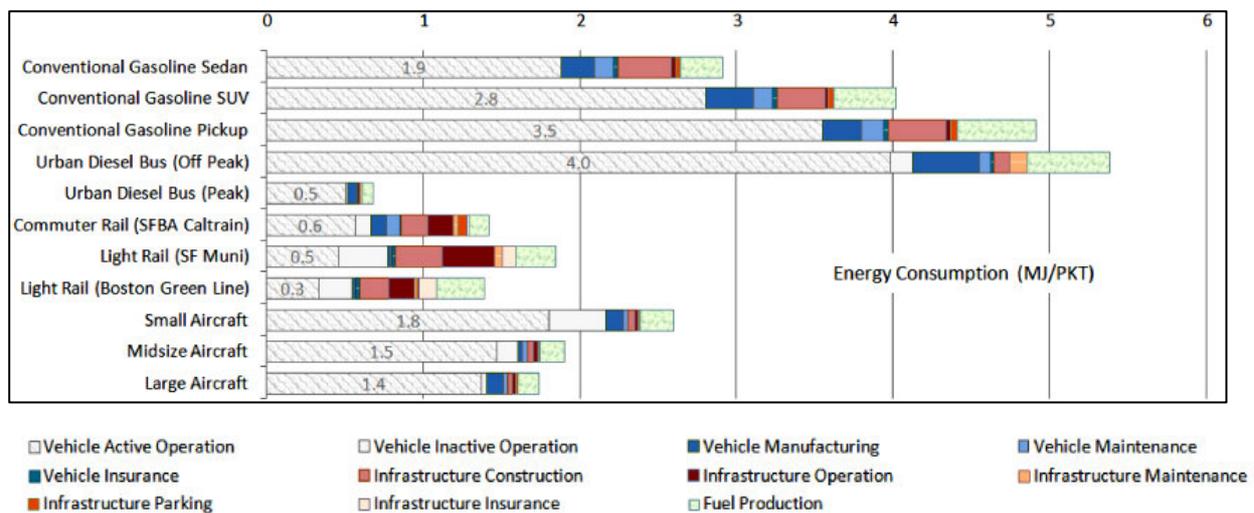


Abb. 1: Energiebedarf von Transportsystemen in MJ / PKT = 2,8 L Diesel / PKT (passenger-kilometer-traveled) [4]

3. Strukturen der Antriebssysteme

Angesichts des einzusetzenden regenerativen Stroms sind Fahrzeuge mit Elektromotoren bzw. die mit unter Stromeinsatz hergestellten Kraftstoffen betriebenen von Interesse. Derzeit ist hier nur Elektrolyse-Wasserstoff als Kraftstoff zu Kosten von ca. 10 Euro / kg erhältlich. Damit sind folgende Optionen nach [6] für den Antriebsstrang möglich:

- BEV = Batteriefahrzeuge (battery electric vehicles) mit el. Speichern im weiteren Sinne (Batterien, SuperCaps, Flywheels usw.) als Plug-in-Fahrzeuge
- BEV-RE = Batteriefahrzeuge mit Range Extender (Verbrenner, Brennstoffzelle u. a.)
- HICEV (H2) = Hybridfahrzeug mit H2-Verbrennungsmotor (Tank to wheel ca. 25%)
- HFCV (H2) = Brennstoffzellen-Hybridfahrzeug (Tank to wheel 33% ...70%)
- DEV = spurgeführte E-Fahrzeuge (O-Busse, Straßenbahnen, E-Traktion usw.)

Die vermeintlichen Unterschiede zwischen BEV und Hybridfahrzeugen relativieren sich mit den Investitionskosten. Größere Batteriesysteme für wenige Fahrten im Jahr vorzuhalten, ist hinsichtlich der Investition derzeit schwer vermittelbar. Der Hauptgedanke der Hybridisierung, einen im optimalen Betriebspunkt arbeitenden Verbrennungsmotor für die

durchschnittliche Leistung zu betreiben und die Peakleistung aus dem Speichersystem bereitzustellen, tritt zugunsten einer Aufteilung in eine rein elektrisch zurücklegbare (tägliche) Fahrstrecke und die Antriebsoption für längere Fahrstrecken mit einem minimierten und so kostengünstigen Nachladesystem (Range Extender) zurück. Beide Schritte senken die Investitionskosten und das Gewicht des Fahrzeugs, für Brennstoffzellen verschiebt sich die Einstiegsleistung nach unten.

Mit Blick auf die Effizienz der Gesamtkette (well to wheel) erreicht die Kette WEA-BEV vorteilhafte 60%, mit Windwasserstoff betriebene BZ-Fahrzeuge jedoch höchstens 30% [7,9]. Zu den Nachteilen bei BEV hinsichtlich Ladeprozedur und Reichweite kommt dabei die mit 0,2 kWh / kg geringe Speicherdichte, während 700bar-H₂-Systeme mit 1,6 kWh/ kg bei etwa 20% eines Diesel-Tanks mit 9 kWh/kg liegen. Deshalb werden in den kommenden Jahren Hybridfahrzeuge und BEV für Kurzstreckenfahrer und leichte Anwendungen ergänzt werden um H₂-Brennstoffzellenfahrzeuge für größere Reichweiten, öffentliche Verkehrsmittel und den Transport schwerer Güter [9].

4. Der Shell Eco-marathon als Innovationsplattform

Die Idee des Shell Eco-marathon (SEM) und ähnlicher Rennen ist es, unter gleichen Bedingungen einen möglichst geringen Kraftstoffverbrauch zu erreichen [5].

Zunächst fokussiert auf Verbrennungsmotore, sind heute in den beiden Hauptklassen der Prototypen (3 Räder) und Urban Concept Fahrzeuge (4 Räder und straßentauglich) jeweils Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren, (Benzin, Diesel, Biokraftstoffe...), Brennstoffzellenfahrzeuge (Wasserstoff) und Batteriefahrzeuge am Start. In Europa wechselte die Austragung von der Rennstrecke in Nogaro in Südfrankreich über den Eurospeedway in der Lausitz (2009 – 2011) auf die Rennstrecke um die Ahoy-Arena in Rotterdam (ab 2012). In Nordamerika und Asien finden seit 2007 bzw. 2010 ebenfalls jährlich Shell Eco-marathon Wettbewerbe statt.

Der Kraftstoffverbrauch während der Rennen wird anhand des Heizwertes auf die Reichweite mit 1 Liter unverbleitem Shell Super 95 hochgerechnet. Dazu sind bei den Wertungsläufen der Prototypen 10 Runden mit je 1,6 km in 39 Minuten zu absolvieren. Während der letzten zwanzig Jahre war dies ein Kopf-an-Kopf-Rennen von Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellenfahrzeugen. Verbrenner nutzen umfänglich den Start-Stop-Betrieb und lassen sich nach kurzen Beschleunigungsphasen auf etwa 40km/h mit stehendem Motor ausrollen. Brennstoffzellenfahrzeuge fahren mit eher gleichbleibender Geschwindigkeit und nutzen dabei oft die 1kW Nexa-Module mit leistungsreduzierten Systemaggregaten. Sie erhalten 70 Normliter Wasserstoff in einer kleinen 20MPa-Standardflasche, so dass sie mindestens 760 km Reichweite nach o.g. Bedingungen für einen Platz in der Ergebnisliste erreichen müssen. Der Wasserstoffverbrauch wird mit vor dem Rennen nachkalibrierten thermischen Durchflussmessern on Bord bestimmt, bei den Kraftstoffen werden die wenigen Milliliter exakt ausgemessen. Die (von 20 km Rennstrecke) hochgerechneten Siegerreichweiten entwickelten sich in den vergangenen Jahren wie folgt:

- 2005 – PAC car II der ETH Zürich mit 3836 km (Brennstoffzelle),
- 2006-2009 – Verbrenner-Rennwagen des Lycee La Joliverie Nantes (France)
mit 2885 / 3039 / 3382 / 3771 km;
- 2010 – BZ-Rennwagen des Polytech' Nantes (France) mit 4896 km.

Die wachsende Popularität der E-Mobilität bewog die Organisatoren vor drei Jahren, diesen Ergebnisausweis abzuändern. Jetzt wird der Verbrauch aller Fahrzeuge mit einem E-Motor in die Reichweite je kWh umgerechnet, während die Verbrenner beim alten Bezug

bleiben. Da ein Liter Super 95 einen Heizwert von 8,8 kWh besitzt, ist die Umrechnung einfach, für die Öffentlichkeit die Vergleichbarkeit jedoch eher schwieriger.

Die verbrauchsminimierten Brennstoffzellenfahrzeuge benötigen einen für die Hauptarbeitspunkte optimierten Antriebsstrang. Zum einen wird die maximale Leistung beim Anfahren, Befahren von Steigungen (Rennstrecken in Nogaro und Rotterdam) u./o. Gegenwind abgerufen, das Halten der mittleren Reisegeschwindigkeit auf ebener Strecke (Cruisen) erfordert nur einen Teillastbetrieb der Brennstoffzelle (Wirkungsgrad bis 65%) und erlaubt ggf. das Aufladen eines Supercaps als Traktionspeicher. Bei Anforderung der Maximalleistung wird diese aus dem Speicher bzw. direkt aus dem Brennstoffzellen-Stack mit Nennleistung (Wirkungsgrad 50%) oder kurzzeitig mit dessen maximaler Leistung (Wirkungsgrad ca. 35%) abgerufen.

Bei den BZ-Prototypen kann eine „beste“ Antriebslösung nicht benannt werden. Von den Teams werden PEM-Stacks von 360 W bis zu 2 kW Nennleistung eingesetzt, wobei die kleineren Systeme oft mit Supercaps für die Beschleunigungsphasen ausgestattet sind. Die Supercaps sind nach dem Zieleinlauf im Stand und noch innerhalb der Rennzeit auf den Spannungswert beim Start aufzuladen, so dass sie keinen Verbrauchsvorteil bieten. Als E-Motore werden nicht nur Nabenmotore eingesetzt. An den (Sieger-)Rennwagen finden sich auch klassische Kommutator-DC- und bürstenlose Gleichstrommotore als Ein- bzw. Zweimotorenlösungen, komplettiert mit Ketten- oder Zahnriemenantrieben bzw. Getriebestufen.



Abb. 2: Startvorbereitung des ThaiGer-Rennwagens beim SEM 2013 in Rotterdam

Die Fachhochschule Stralsund nahm 2007 bis 2009 mit Biodiesel-Verbrenner-Rennwagen und seit 2008 mit einem stetig verbesserten Brennstoffzellenrennwagen am Shell Eco-marathon teil. Das internationale Team mit Studierenden und Schülern aus Spanien, Thailand, Polen und Deutschland begann mit einer 360 W Staxon PEM-Brennstoffzelle mit Wasserkühlung und einem 100 F SuperCap, wechselte dann von einem betagten 500 W Heinzmann-Nabenmotor (800 km in 2009) auf einen bürstenlosen 250W-Maxon-Motor und erreichte mit Hilfe der SuperCaps im Jahr 2010 erstmals die Ziellinie - leider ohne die erforderlichen Energiereserven zum Wiederaufladen. Die in den Folgejahren neu entwickelten Rennwagen und der Einsatz einer luftgekühlten 400W-Brennstoffzelle (Baltic Fuel Cell,

Schwerin) verdoppelten die Reichweite, so dass es 2013 mit einer Reichweite von 158,6 km/kWh als zweitbestes deutsches Team den neunten Platz bei den Wasserstoff-Prototypen belegte [10].

Hinsichtlich der Aussagen zu minimalen Kraftstoffverbräuchen sind die diesjährigen Ergebnisse interessant. Das beste Brennstoffzellenfahrzeug von der Hogeschool Amsterdam erreichte 342 km/kWh, bei den Batterierennwagen war es das französische Team vom Lycee Pasquet mit 1.224,1 km/kWh. Umgerechnet auf die klassische Benzinreichweite mit 1 Liter Super 95 ergeben sich damit 10.770 km (Pasquet), 3.010 km (Amsterdam) und 1.396 km (Stralsund). Der beste Verbrennerrennwagen kam auch 2013 wieder vom Lycee La Joliverie Nantes mit 2.980 km und zeigt die ähnliche Leistungsfähigkeit beider Antriebskonzepte. Die Fortschreibung des Reglements erfordert zukünftig u.a. eigene E-Motorcontroller von den Rennteams, um bei den Elektrofahrzeugen den selbst entwickelten Anteil wieder zu heben.

5. Range Extender Fahrzeuge

Range Extender Fahrzeuge (BEV-RE) laden die Traktionsbatterie während der Fahrt zur Erhöhung der Reichweite nach. Die Antriebsleistung wird hauptsächlich von den Akkumulatoren bereitgestellt, während das Nachladeaggregat (Verbrennungsmotor mit Generator oder seltener Brennstoffzelle) oft eine eher geringe Ladeleistung aufweist. Damit kommt dieses Antriebskonzept vor allem für Fahrzeuge in Betracht, die über einen längeren Zeitraum mit häufigen Stillstandsphasen genutzt werden.

Im Hinblick auf ein BEV ermöglicht die Reichweitenerhöhung eine moderate Batterieausstattung. Gleiches gilt hinsichtlich eines FCEV für die Größe der Brennstoffzelle, so dass sich Range Extender Fahrzeuge für den Einstieg in die E-Mobilität anbieten.

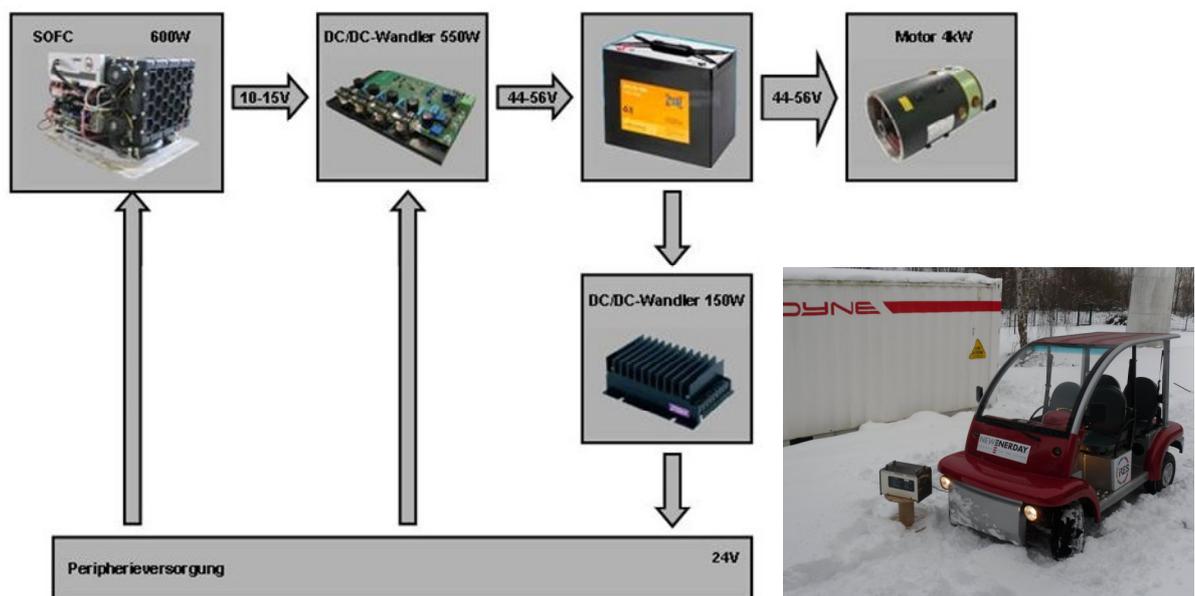


Abb. 3.: Energieversorgung eines viersitzigen Caddys mit Range Extender

Die FH Stralsund stattet daher derzeit einen Golfplatz-Caddy als Demonstrationsplattform mit einem Range Extender aus (Abb. 3). Dieses standardmäßig mit einem Elektroantrieb von 4kW und einem Akkumulator mit 10kWh ausgestattete viersitzige Fahrzeug wird mit der Umrüstung ein innovatives 500W-SOFC-Aggregat der New Enerday aus Neubrandenburg

erhalten. Durch den benötigten Einbauraum verringert sich die Akkukapazität auf 4kWh, die Hochtemperaturbrennstoffzelle kann jedoch täglich bis zu 12 kWh aus dem mitgeführten Propan für die Nachladung bereitstellen. Die beiden mit je 5,5kg Propan gefüllten Flaschen repräsentieren dabei eine zusätzliche chemische Energie von etwa 120 kWh, mit der das Fahrzeug mindestens vier Tage netzunabhängig operieren kann. Der Caddy erhält durch die Brennstoffzelle so einen Reichweitengewinn von bis zu 350 km und muss nicht nach jeder Betriebsstunde eine Ladestation anfahren. Inwieweit dies für den Nutzer ausreicht, wird der praktische Betrieb im Hochschulalltag zeigen.

6. Zusammenfassung

Da Biokraftstoffe nur einen Teil des Energiebedarfs beisteuern können, wird Strom aus erneuerbaren Quellen zukünftig auch den Transportsektor dominieren. Batteriebetriebene Elektrofahrzeuge für kurze Distanzen werden durch wasserstoffbasierte Antriebe als Hybridantriebe für fast alle anderen Verkehrsmittel ergänzt werden. Zur besseren gravimetrische Energiedichte von Wasserstoff-Speichersystemen tritt dabei die doppelte Effizienz der Brennstoffzellen im Teillastbetrieb verglichen mit Verbrennungsmotoren. Neben für den Einsatzzweck minimierten elektrischen Speichern werden robuste und hocheffiziente (Radnaben-)Elektromotoren eingesetzt, die durch das bei niedrigen Drehzahlen verfügbare Drehmoment auf eine Getriebeanpassung verzichten können.

Rennen mit verbrauchsminimierten Fahrzeugen zeigen teilweise einen bis auf 1/100 reduzierten Energiebedarf gegenüber modernen PKW. Sie nähern sich damit den theoretischen Grenzwerten und werden von den Organisatoren zur Erhöhung des Praxisbezuges stärker auf die konkreten Anforderungen des Personentransports zugeschnitten.

Zunehmend verfügbarer regenerativer Überschussstrom und die Forderung nach einem Wechsel zu kohlenstofffreien Kraftstoffen forcieren die Elektrifizierung der Antriebe und den Ersatz von Verbrennungsmotoren und fossilen Brennstoffen, verbunden mit der Frage nach möglichen Änderungen im Nutzerverhalten.

Literatur

- [1] Wurster, R. et al: Energy Infrastructure 21 – Role of Hydrogen ...; DWV / LBST 2009.
- [2] Willenbacher, M.: Mein unmoralisches Angebot an die Kanzlerin, Herder, 2013.
- [3] Sauer, D.: Elektrische Energiespeicher in Hybrid und Elektrofahrzeugen, Seminar für Kraftfahrzeug- und Motorentechnik, Berlin, 29.01.2009.
- [4] Chester, M.V.; Horvath, A.: Environmental assessment of passenger transportation..., University of California, Environ. Res. Lett. 4, April/June 2009.
- [5] Santin, J.J. et al: The World's most fuel efficient vehicle – design and development of pac car II, vdf Hochschulverlag ETH Zürich, 2007.
- [6] Larminie, J.: Electric Vehicle Technology Explained, John Wiley Chichester, 2003.
- [7] Bossel, U.: Efficiency of Hydrogen Fuel Cell, Diesel-SOFC-Hybrid and Battery Electric Vehicles, European Fuel Cell Forum, Oberrohrdorf, 2003.
- [8] www.maxonmotor.com.
- [9] EFCH, NOW et al: The role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles, Studie, www.zeroemissionvehicles.eu, 2010.
- [10] Sklarow, A.: Entwicklung einer MC-Steereinheit für den Antrieb eines Brennstoffzellen-Fahrzeuges, Bachelorarbeit, FH Stralsund 2013.

Seit 1996 Wind-Wasserstoff an der Fachhochschule Stralsund

Johannes Gulden, Christian Sponholz, Andreas Miede, Andre Deibel,
Jochen Lehmann, Thomas Luschtinetz

Johannes.Gulden@fh-stralsund.de

An der Fachhochschule Stralsund wird seit Mitte der 1990er Jahre mit kommerziellen Komponenten Windstrom in Form von Wasserstoff gespeichert und rückverstromt. Außer in Netzkopplung ist der Betrieb der Anlage als emissionsfreie Insel-Energieversorgung (Notstromanlage) möglich. Im Zuge des Aufbaus des Komplexlabors Alternative Energien (KAE), seiner Weiterentwicklung und vielfältigen Nutzung für die Studiengänge an der FH wurden Forschungs- und Entwicklungsprojekte im Labor selbst als auch im Umfeld bearbeitet und initiiert. In Ergänzung zu einem wertenden Rückblick und einer Übersicht zur derzeitigen Ausstattung des gesamten Labors wird die Perspektive des weiteren Engagements skizziert.

1 Ansätze, Beweggründe und Vorbilder

Die Fachhochschule Stralsund begrüßte im Oktober 1991 ihre ersten Studenten. Schon im darauf folgenden Frühjahr begann das Gründungskollegium im Zuge der Einbindung in die Forschungslandschaft, ein Labor für die Nutzung regenerativer Energiequellen zu konzipieren.

In Mecklenburg-Vorpommern setzte damals mit Vehemenz der Aufbau von Windenergieanlagen und Windparks ein. Es war abzusehen, dass die Fachhochschule mit einem Kompetenzzentrum für erneuerbare Energien die Wirtschaft des Landes effektiv unterstützen konnte. Klar war aber auch von Anfang an, wie sehr die für die Region wesentlichen Regenerativen, der Wind und die Sonnenstrahlung, auf Energiespeicherung angewiesen sind, um ihr fluktuierendes Aufkommen ausgleichen zu können. Stromspeicherung wirklich sauber und möglicherweise saisonal sowie ohne spezielle geologische Voraussetzungen für Talsperren, Pumpspeicher oder Kavernen würde nur mit dem Energieträger Wasserstoff realisierbar sein.

Im Süden Deutschlands wurde damals eher von Solarwasserstoff gesprochen, das Projekt in Neunburg vorm Wald bestand relativ kurze Zeit als Demonstration. Im Euro-Quebec- Hydrogen-Projekt waren einige Schritte untersucht worden, Wasserstoff - erzeugt an einem kanadischen Wasserkraftwerk - für den Verkehr nach Deutschland zu bringen. An der Fachhochschule in Rüsselsheim musste gerade ein Projekt eingestellt werden, in dem ein kleines Windrad mit einem selbst gebauten Elektrolyseur gekoppelt war, weil die Landesförderung dafür nicht fortgesetzt wurde. Der Ingenieur Olof Tegström hatte sein Windwasserstoffprojekt in Mittelschweden nach zwei Jahren erfolgreicher Nutzung Mitte der Achtziger auf Drängen des örtlichen Energieversorgers abbrechen müssen, denn der besaß schließlich die Lizenz zur Stromversorgung.

Im Gegensatz zu diesen Vorläufern wurde in Stralsund von Anbeginn die Rückverstromung mit Mischgas-BHKW auch praktisch mit einbezogen. Zunächst bestand die Zielrichtung darin, emissionsfreie netzunabhängige Energieversorgungen zu entwickeln. Als jedoch um die Jahrhundertwende absehbar war, dass der hohe zu erwartende Windstromanteil in Mecklenburg-Vorpommern die Netzstabilität zu gefährden beginnt, trat die Frage der vergleichmäßigsten Einspeisung und damit die Rolle von Wasserstoff für die Stromspeicherung massiv

ins Blickfeld. Nahezu zeitgleich arbeiteten das Ingenieurbüro PLANET aus Oldenburg, und die Stralsunder Gruppe an Studien bzw. Projekten zu diesem Thema.

Zeitlich parallel vollzog sich die Entwicklung der Brennstoffzellen zu einem Gebrauchsgegenstand. In Stralsund bekamen die Studenten im Physikpraktikum erstmals 1994 einen Versuch mit einer PEM-Brennstoffzelle angeboten, vermutlich war sie das erste Gerät dieser Art im Lande. Wenn auch erhofft, so erwies sich doch das Interesse der Studenten an dieser Neuigkeit als unerwartet rege. Vermutlich hatten sie für sich erkannt, dass sich mit diesem Gerät durch die direkte Umwandlung von chemischer Energie in Elektrizität der Wasser-Wasserstoff-Wasser-Kreislauf schließt. Indem chemische Energie ganz direkt in Elektrizität verwandelt wird, wird erstmals und endlich für die Energiewirtschaft Nachhaltigkeit erreicht, ohne an Ressourcengrenzen zu stoßen, noch dazu mit einem akzeptablen Wirkungsgrad für die gesamte Kette.

2 Das „Komplexlabor Alternative Energien“

Im Jahre 1996 konnte das Labor mit der Installation der Windkraftanlage und der nunmehr vollständigen Umwandlungskette Windstrom – Wasserstoffspeicherung – Rückverwandlung der chemischen Energie in nutzbare eingeweiht werden. Schritt für Schritt ist es gelungen, das Labor zu erweitern. Beispielsweise haben sich Schwerpunkte für Solarthermie (Warmwasserbereitung, Klimatisierung, Speicherung) und zu Systemen mit Brennstoffzellen (Inselversorgungen, PEMFC-/ SOFC-Steuerungen, ThaiGer-Rennwagen) herausgebildet.



Abb. 1 Komplexlabor Alternative Energien (KAE) des IRES

Mit der Überführung des Komplexlabors Alternative Energien in das In-Institut für Regenerative EnergieSysteme IRES der Fachhochschule Stralsund im Jahr 2009 konnte der Wirkungskreis des KAE sichtlich erweitert werden. Wenn nachfolgend die wesentlichen Komponenten des Labors vorgestellt werden, so geschieht das in der Absicht, auf Anknüpfungspunkte für die Kooperation in Forschung und Entwicklung hinzuweisen:

(1) Nutzung regenerativer Energien

- Windkraftanlage Ventis 20-100 (100kW), 1996 - Windnutzung zur elektrischen Energieerzeugung mit Einspeisung ins Netz oder zum Betrieb des Elektrolyseurs, Versuchsanlage und studentische Ausbildung
- Thermische Solaranlage, Flachkollektoren, 1996 - Versuchsanlage, Nutzung zur Brauchwassererwärmung, Messmöglichkeiten durch zweisträngige Auslegung
- Photovoltaikanlage 100 m², 10 kW, 1999 - Sonneneinstrahlungsnutzung zur elektrischen Energieerzeugung mit Einspeisung ins Netz, Versuchsanlage und studentische Ausbildung
- Biomasseheizkessel 50 kW, 2005 - Versuchsanlage zur Verbrennung von Biomasse und Reststoffen aus Land- und Forstwirtschaft / Landschaftspflege, Heizenergiegewinnung und Brennstoffcharakterisierung
- Thermische Solaranlage 40 kW, Röhrenkollektoren, 2011 - Wärmeerzeugung zum Betrieb der Adsorptionswärmepumpe

(2) Speicherung

- Elektrolyseur Elwatec 20 kW, 4 Nm³/h, 1995 - Produktion von Wasserstoff aus regenerativ erzeugter Elektroenergie (Windkraftanlage / PV) zur Energiespeicherung
- Wasserstofftank 8 m³, 25 bar, 1995 - Speicherung von Wasserstoff als Energieträger
- Metallhydridspeicher für Wasserstoff, ab 1994 - Wasserstoffspeicher mit Kapazitäten von 0,02 Nm³ bis 6 Nm³ für mobile Anlagen und Versuchszwecke
- Wärmespeicher 2 m³, 1m³, 2000 - Speicherung von solarer Wärme der thermischen Solaranlage, Versorgung der Adsorptionswärmepumpe

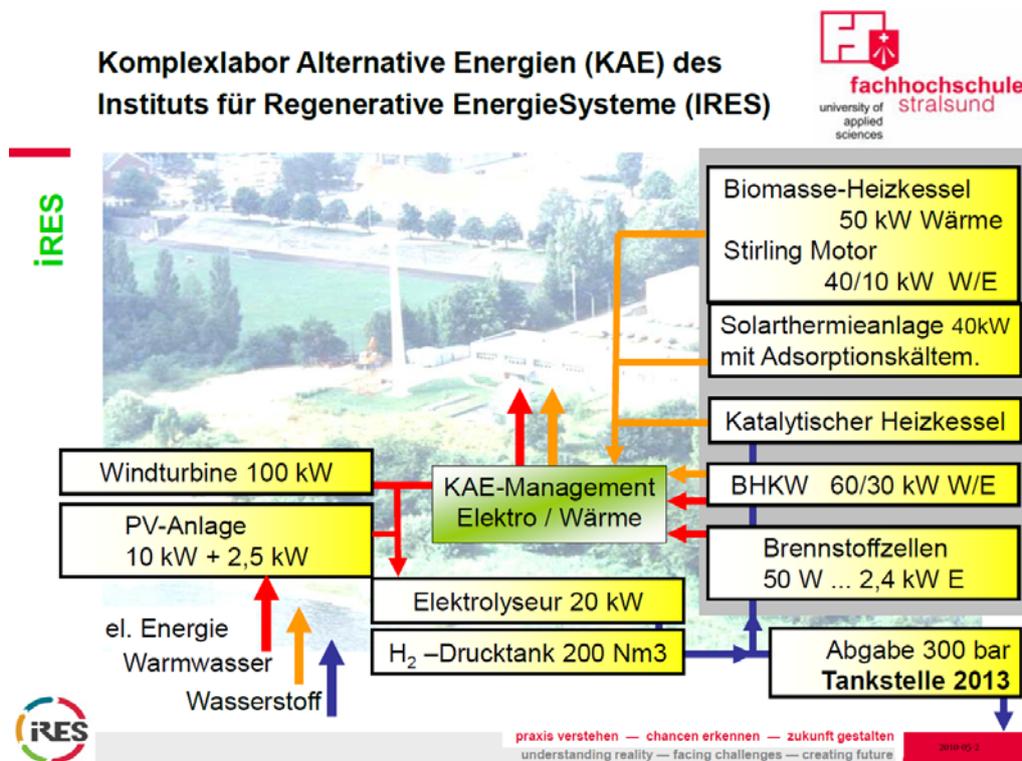


Abb. 2 Übersicht zur Anlagentechnik des Komplexlabors Alternative Energien

(3) Nutzung gespeicherter Energie

- Heizkessel für Wasserstoff, 1996 - Erzeugung von Wärme mittels katalytischer Reaktion ohne Schadstoffe, Nutzung des regenerativ produzierten Wasserstoffs
- Versuchs-PKW für Wasserstoffbetrieb, 1996 – 2002 - Entwurf, Umrüstung und Versuchsbetrieb eines Serien-PKW mit Ottomotor für Wasserstoff; Nutzung des regenerativ produzierten Wasserstoffs für die Mobilität und Emissionsverminderung
- PEM Brennstoffzellensysteme 50 W – 2400 W, 2003 - Stromversorgungssysteme, Erzeugung von Elektroenergie mit hohem Wirkungsgrad, Nutzung des regenerativ produzierten Wasserstoffs; NEXA Power-Rack als mobiles Brennstoffzellen-Notstromaggregat mit 2kW Dauerleistung
- BHKW (Erdgas/Wasserstoff-Mischungen), 2004/2012 - Erzeugung von Elektroenergie und Wärme mit hohem Wirkungsgrad, Nutzung des regenerativ produzierten Wasserstoffs, Emissionsverminderung
- Brennstoffzellenrennwagen ThaiGer, ab 2008 - Studenten- und Schülerprojekt; Entwurf, Konstruktion und Erprobung von ECO-Rennwagen mit PEM-Brennstoffzellensystem für Wasserstoff, Schwerpunkt Verbrauchsminimierung
- SOFC-Systemteststand, 2011, Prüfstand für Hochtemperatur Brennstoffzellen mit max. 1 kW elektrischer Leistung
- Adsorptionswärmepumpe, 2011 - Bereitstellung von Kälte (Klimatisierung) aus solarer Wärme
- Wasserstofftankstelle 350 bar, 2013 - Versorgung von wasserstoffbetriebenen Versuchs- und Serienfahrzeugen mit regenerativ produziertem Wasserstoff

- Zentrale Schaltanlage inkl. Prozesssteuerung WINCC, 1996, zur energetischen (elektrischen) Verknüpfung und Steuerung der Komponenten Netz, Windkraftanlage, Photovoltaikanlage, Elektrolyseur, Blockheizkraftwerk

Jede Anlage in der vorstehenden Aufzählung stellt für sich einen wesentlichen Teil im täglichen Laborbetrieb in Forschung, Aus- und Weiterbildung dar und vermittelt unmittelbare praktische Erfahrungen. Das gesamte Lehrangebot in den Bachelor- und Masterstudiengängen, den EU-Intensivkursen und dem englischsprachigen Speziesemester zur Weiterbildung von Ingenieuren im Bereich regenerative Energien / Wasserstofftechnologie fußt auf den Praktika im Komplexlabor.

Nicht zu unterschätzen ist die regionale und internationale Funktion des Heranführens an neue Technologien. Schüler-Projektstage, Praktikantenwochen, Facharbeiterbetreuung und die unmittelbare händische Mitarbeit am 18gH₂/100km-Rennwagen entwickeln das Interesse an Technik, Ingenieurarbeit und lebenslangem Wissenserwerb. Gleichzeitig resultiert aus den in Belegen und Abschlussarbeiten bearbeiteten anspruchsvollen Forschungsthemen eine permanente Fortschreibung der technischen Ausstattung und der Erfahrungen in der Anwendung der genannten Technologiefelder.

Zurückblickend treten Beteiligungen der Arbeitsgruppe an wegweisenden Studien und Projekten und die Beförderung der Netzwerkbildung durch die jährliche REGWA-Konferenz im Nordosten Deutschlands hervor. Aus dieser Arbeit sind in den letzten Jahren viele Ergebnisse gewachsen, die, international vorgestellt, die Entwicklung in Richtung einer nachhaltigen Energieversorgung nicht unwesentlich befruchtet haben. Hierzu zählen u.a. die Abwasserreinigung mit Elektrolyse-Sauerstoff (1996), das Wind-Wasserstoff-System (1998), die Windverstetigung (2006), die Minimierung der Windeinspeiseabweichung (2008) und Beiträge zum Brennstoffzellenmonitoring (2012) [1...12].

Im Sauerstoff-Wasserstoff-Projekt Barth (2003) stand die wirtschaftliche Sauerstoffnutzung im Mittelpunkt. Die emissionsfreie Energieversorgung der nahe Usedom gelegenen Insel Ruden wurde mit einem von Studenten erstellten 2kW-BZ-System im Feldtest gezeigt (2005) und zu einer möglichen regenerativen autarken Vollversorgung ausgebaut.

Der erfolgreichen Studie „Vergleichmäßigte Einspeisung von Windstrom“ (Landesregierung M-V, 2004/05) folgten mit dem ENERTRAG Hybridkraftwerk (2007-2011) der Startpunkt der Power to Gas-Diskussion und die Vertiefung mit der Studie „Überschußstrom-Management“ (NOW, 2012/13), deren Ergebnisse auch in die Landesenergieplanung eingebracht wurden. Autarke mobile und dezentrale Energieversorgungslösungen werden derzeit in den Projekten SOFC-Kompaktstromversorgung (2011) und dem Energie-Container zur Versorgung netzferner Standorte (2011) gemeinsam mit Unternehmen aus M-V entwickelt und optimiert.

3 Ausblick

Seit der ersten, oben bereits genannten PEM-Brennstoffzelle hat sich das Kompetenzspektrum bezüglich dieser Technologie im KAE deutlich erweitert. Nach wie vor bilden die Untersuchungen an Einzellern bei variierenden Gaskonditionierungen ein Kernthema. Die hier entwickelten Messmethoden werden zukünftig auch auf andere Batterie- und Brennstoffzellensysteme wie zum Beispiele SOFCs angewendet werden.

Optimierter Betrieb und innovative Diagnoseansätze von Brennstoffzellenstacks stehen im Fokus der Kooperationsprojekte mit BZ- und Komponentenherstellern (u.a. EKPRO „Adaptive BZ-Steuerung“ - 2012) und begleiten die Überführung von Ergebnissen der Grundlagenforschung auf der Suche nach robusten Konzepten für Brennstoffzellensysteme und ihre Einbindung in hybride Energieversorgungen. Hier werden mit der Nutzung von durch direktes Sonnenlicht katalytisch erzeugtem Wasserstoff im „Light2Hydrogen“-Projekt (LIKAT, 2009) und dem Einsatz von Wasserstoff aus flüssigen organischen Wasserstoff-Trägern im Wasserstoffmodulkraftwerk und dezentralen Verstromungseinheiten (Peenemünde, 2013) weitere aussichtsreiche Pfade der Wasserstoffbereitstellung beschritten.

Die durch die frühe Nutzung einer Windkraftanlage direkt auf dem Gelände der Fachhochschule und ihren umfänglichen Betrieb in verschiedenen Systemkonfigurationen als auch natürlich zur Campusversorgung bestehenden Erfahrungen werden derzeit in die regionale Standortentwicklung der Region Stralsund – Vorpommern /Rügen eingebracht. Hierzu zählen für die Produktion von WEA im Bereich 100 kW bis 3 MW und der zugehörigen elektrochemischen Speichersysteme nicht nur die notwendigen Fertigungs- und Recyclingtechnologien, sondern auch die Erschließung der zugehörigen Nutzerkreise über persönlich erlebbare nachhaltige Mobilitäts- und Energieversorgungslösungen. Mit dieser auch touristisch auszubauenden Komponente schließt sich für das KAE/IRES am Standort Stralsund der Kreis in einer weiteren Profilierung als Anwendungs- und Ausbildungsplattform für die Wandlung, Speicherung und Nutzung regenerativer Energien in nachhaltigen dezentralen als auch netzgekoppelten Energieversorgungslösungen. In diese bringt es gemeinsam mit der gesamten FH Stralsund seine Kompetenzen in den Bereichen Wind- und Bioenergienutzung, Energiespeicherung, Inselversorgungen, Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie ein.

- [1] Menzl,F., Lehmann, J.: Modelling of a Hybrid Energy Supply with Hydrogen as an Energy Carrier in a Sewage Treatment Plant and Utilisation of the Process Gases Hydrogen and Oxygen, EUWEC, Göteborg, 1996
- [2] Menzl, F., Wenske, M., Lehmann, J.: Hydrogen Production by a Windmill Powered Electrolyser, XII WHEC, Buenos Aires, 1998
- [3] Großmann, U.-P.; Lehmann, J.; Menzl, F.: A non stationary hydrogen cooker which uses solar energy, World Solar-Cooking and Food Processing UNESCO Conference, Varese, 3.- 6.10.99
- [4] Mieke, A., u.a.: Uninterruptible Electricity Supply via Hydrogen – The Zeroemission Energy Island, 6th Int. Conf. Unconv. Electromech. and Electrical Systems, Alushta, 2004.
- [5] Mieke, A.; Lehmann, J.; Sandlaß, H.; Sponholz, C., u.a.: Back-up power for wind farms via hydrogen. 11th Int. Symp. Heat Transfer and Ren. Sources of Energy, Miedzyzdroje, 2006.
- [6] Gamallo, F.; Lehmann, J.; Sponholz, C.; Mieke, A. u.a.: Hydrogen Production as a Suitable Alternative for Grid-Balancing. 6th WWEC, Mar del Plata, Okt. 2007.
- [7] Luschtinetz, T.u. O.; Mieke, A.; Sponholz, C.; Newi, G.; Wenske, M. u.a.: Wind electricity changed into prognosticated power and zero-emission fuel, 17th WHEC, Brisbane, Juni 2008.
- [8] Lehmann, J.; Olejnik, T.; Gamallo, F.: H₂-Technik, solare Klimatisierung und Meerwasserentsalzung – Stabilisierung von Energiesystemen, ESPOL, Guayaquil, 27.- 29.08.2008.
- [9] Steffenhagen, B., Krause, S., Mieke, A.: Automatisierung & Optimierung eines PEM-Brennstoffzellensystems, VII. AALE 2009 / Berlin, 19.02.2009.
- [10] Beckmann, W. et.al.: Hythan-Betrieb von Blockheizkraftwerken, XIX. Symposium Research – Education-Technology, Bremen, 24.-25. September 2009
- [11] Luschtinetz, T.: Hybridization, Developm. and Use of small PEMFCs in Power Supply Units; Sem. on FC Research and Development, SERT / Naresuan Univ. Phitsanulok, 24.09.2009.
- [12] Mieke A.; Steffen, F.; Jakubith, S.; Freitag, M.; Luschtinetz, T.: Real Time Water Detection for Adaptive Control Strategy in Pemfc-systems. 19th WHEC, Toronto, Juni 2012.

Verzeichnis der Autoren

Adam, Frank	212	Lehmann, Jochen	275
Adamkiewicz, Andrzej	8	Lezsovits, Fernec	57
Anklam, Kirsten	235	Link, Thomas	65
Arns, Sebastian	31, 88	Luschtinetz, Thomas	37, 144, 268, 275
Barz, Mirko	14	Maneechot, Pisit	239
Beckhaus, Peter	19	Manz, Pia	133
Beller, Matthias	202	Meyer, Luiz Henrique	121
Berhardt, Alexander	57	Meyer, Konrad	139
Berstad, David	227	Michels, Rainer	31, 88
Boltze, Matthias	24, 37	Miege, Andreas	144, 275
Brüser, Volker	235	Mischke, Matthias	149
Cabral, Sérgio H.L.	121, 163	Möller, Stephan	149
Chatchai, Sirisamphanwong	102, 219	Mortimer, Nigel	227
Christian, Andrea	31, 88	Mubbala, Ritah	227
Clemens, Wulf	57	Müller, Reinhard	153
		Mwabonje, Onesmus	227
Decker, Lutz	227	Naumann, Stefan	31, 88
Deibel, André	37, 268, 275	Nekså, Petter	227
Dengel, Andreas	42	Neto, Artur Krauss	163
Ebner, Iris	31, 88	Nipon, Ketjoy	102, 219
Ehret, Oliver	47	Numkum, Nattasat	239
Eigenstetter, Monika	31, 88	Pongtornkulpanich, Anan	174
Elliott, Alice	227	Quack, Hans	227
Fischer, Ulrich R.	49	Rackwitz, Axel	153
Freitag, Maik	144	Rattaporn, Ngoenmeesri	102, 219
Geick, Thomas	81	Reekers, Carsten	183
Gohsen, David	217	Ritter, Werner	188
Gollmer, Klaus-Uwe	31, 88	Rix, Jeremy	227
Groß, Bodo	31, 57, 88	Rockstroh, Nils	37, 202
Großmann, Jochen	212	Rusineck, Sabina	37
Gulden, Johannes	268, 275	Saatmann, Stefan	206
Haberstroh, Christoph	227	Schlegel, Mathias	81
Haller, Johannes	65	Schmidt, Christoph	133
Hartung, Marcel	72	Schmidt, Dirk	72
Hatto, Charlotte	227	Schmuhl, Andreas	235
Heinzel, Angelika	19	Schuldt, Burkhard	212
Hörenz, Martin	78	Seemann, Ilka	227
Ibrahim, Bassel	81	Sieling, Stefan	217
Jähn, Verena	31, 88	Sklarow, Andreas	268
Junge, Henrik	202, 235	Steffen, Florian	144
Kampet, Tobias	96	Stolzenburg, Klaus	227
Kanswohl, Norbert	81	Sponholz, Christian	275
Karnahl, Michael	202	Sukruedee, Sukchai	102, 174, 219
Karstedt, Jörg	19	Surkus, Annette-Enrica	202, 235
Klaus, Marcel	227	Tannert, Daniel	49
Kleinhans, David	139	Thanarak, Prapita	239
Koch, Patrick	31, 88	Unkenstein, Jens	244
Kohoun Tsafack, Willy	31, 88	Vogt, Thomas	139
Kolbe, Jörn	113	Voswinckel, Sebastian	133
Kongrit, Mansiri	102, 219	Walnum, Harald	227
Konkewicz, Bruna Machado	121	Wansungnern, Wikarn	239
Kott, Thomas	149	Wesselak, Viktor	133
Krautz, Hans Joachim	49	Wurster, Reinhold	249
Krüger, Perco	49	Zeńczak, Michał	263
Kruth, Angela	235	Zeńczak, Wojciech	8
Kühnemann, Lars	19	Ziems, Christian	49



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

