



fagungsband  
proceedings

# **klimaschutzkongress m-v**

## **energie – symposium** energie – symposium

**4. – 6. November 2010**

**Nutzung regenerativer Energiequellen  
und Wasserstofftechnik**



**Ingenieurbüro für  
Energie- und Versorgungstechnik**

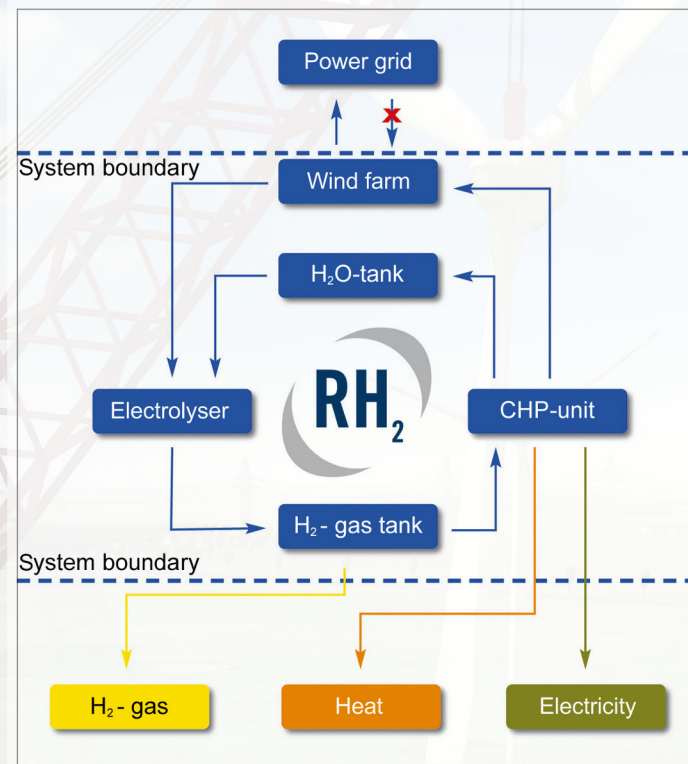
- » Effiziente Bereitstellung und Nutzung von Energie
- » Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
- » Wind-Wasserstoff-Systeme
- » Beratung – Konzepte – Planung

Donnerschweer Straße 89/91  
26123 Oldenburg  
+49 - 441 - 8 50 51

[info@planet-energie.de](mailto:info@planet-energie.de)  
[www.planet-energie.de](http://www.planet-energie.de)

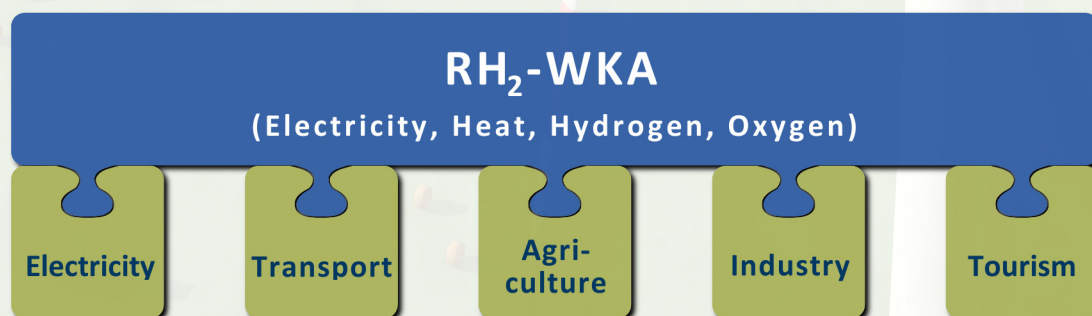
# Demonstration and Innovation Project RH<sub>2</sub>-WKA

Making wind energy a steady power source



## Key Data:

- Location: north of Neubrandenburg (M-V)
- Power output wind farm: approx. 150 MW (~30 wind turbines)
- Storage: 1 MW Electrolyzer, 300 bar CGH<sub>2</sub>, 250/400 kW CHP
- Project realisation: 2nd Quarter 2011
- Project planning: WIND-projekt GmbH



RH<sub>2</sub>-WKA is supported by the National Innovation Programme Hydrogen and Fuel Cell Technology of the Federal Ministry of Transport, Building and Urban Development.



Contact: WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co. KG Seestraße 71 A 18211 Börgerende  
 ☎: +49 (0)38203-91260 📠: +49 (0)38203-75313 @: info@wiwa-projekt.de

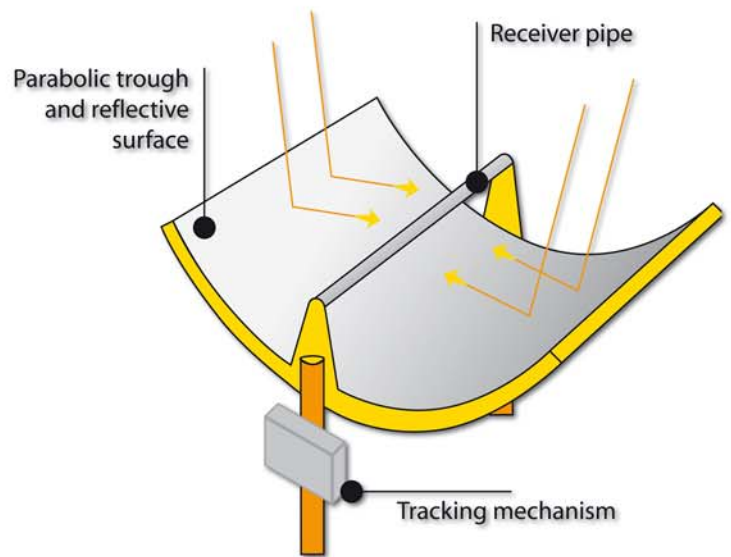
We take care of tomorrow's energy!

# PARABOLIC TROUGH TECHNOLOGY

WORKING CONCEPT

## Solarlite®Parabolic trough - High efficiency

The technology of solarlite Parabolic troughs is based on the concept of Concentrated Solar Power. The sun radiations are reflected by the mirrored surface on the absorber pipe positioned at the ideal focus of the parabolic mirror. Water passing through the absorber pipe is heated up by the concentrated reflected sun radiation and is converted into steam.



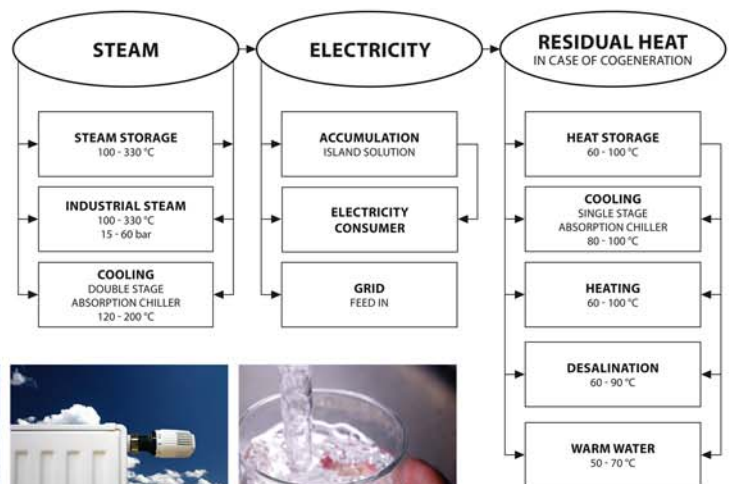
THE USES

## Multiple uses in succession

The steam can be used in various applications as per requirement. This technology is economically interesting due to the fact that several processes can take place in succession, for example:



For a guaranteed continuous supply of energy the Solarlite system can be combined with biomass boilers or other steam generators.



PROJECT

## Kanchanaburi, Thailand

The first large scale Direct Steam Generation (DSG) based parabolic trough power plant in Asia will be constructed in the Kanchanaburi Province, a sunny region in the central part of Thailand. This power plant has a nominal capacity of 5 MWe. Construction has begun and commissioning for this plant is expected to begin by the end of 2010

### Technical parameters

Power	5 MWelec	Thermal output	~18 MWtherm
Temperature	330 °C	Working pressure	30 bar
Surface area	45.000 m <sup>2</sup>	Aperture width	4.60 m
Optical efficiency	75 %	Electrical efficiency	26%



## Solarlite GmbH - Parabolic trough technology

Schloss Duckwitz  
17179 Duckwitz / Germany

Tel.: +49 - (0) 39972 - 56 97 - 0  
Fax: +49 - (0) 39972 - 56 97 - 10

Web: [www.solarlite.de](http://www.solarlite.de)  
Mail: [info@solarlite.de](mailto:info@solarlite.de)

# Modification of the Fe-N/C-based catalysts for fuel cells via low temperature plasma

## Introduction

Plasma-assisted methods are widely used for the modification of catalysts. The plasma prepared catalysts or catalysts modified by plasma exhibit a higher activity, enhanced selectivity and better stability, compared to the catalysts prepared conventionally (by pyrolysis) [1].

It is known from the literature that highly active electrocatalysts can be obtained by heat-treatment (pyrolysis) of carbon supported iron salts [2,3]. Nevertheless, the thermal pyrolysis of catalysts precursors can lead to an unfavourable morphology of the material. This drawback can be overcome by the replacement of heat-treatment step by low temperature plasma treatment of precursors [4,5].

In this work we have applied a radio-frequency (RF) inductively coupled plasma for synthesis of Fe-based electrocatalysts. The catalysts were treated by N<sub>2</sub> and Ar plasma at different RF power. The samples were characterized by X-ray photoelectron spectroscopy (XPS), X-ray diffraction analysis (XRD), atomic force microscopy (AFM), transmission electron microscopy (TEM) and attenuated total reflection fourier transform infrared spectroscopy (ATR-FTIR). Cyclic voltammetry (CV) and rotating disk electrode (RDE) measurements were conducted to evaluate the electrocatalytic activity towards oxygen and hydrogen peroxide (H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>) reduction reaction. The electrocatalytic properties of plasma treated catalysts were compared with pyrolyzed catalyst and commercial products.

## Experimental

**Catalysts Support:** N<sub>2</sub>-plasma treated Vulcan XC 72

**Catalysts Precursor:** FeAc, Iron(II) Acetate anhydrous, Fe(CO<sub>2</sub>CH<sub>3</sub>)<sub>2</sub>

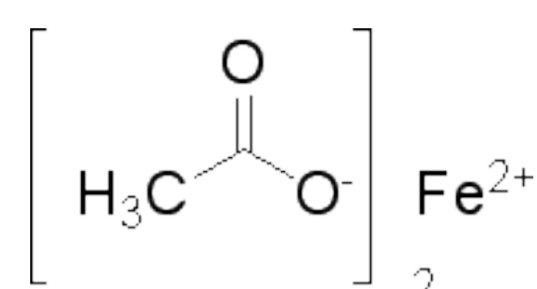


Fig.1 The structure of the FeAc molecules used in experiments.

### Electrochemical characterization of catalysts

- The catalytic activity towards oxygen reduction reaction (ORR) and H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> reduction reaction was studied rotating disk electrode (RDE) techniques.
  - Electrolyte: activity towards ORR: N<sub>2</sub>- or O<sub>2</sub>-saturated H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> at pH1; activity towards H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> reduction reaction: N<sub>2</sub>-saturated H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> containing H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> (3 mM).
- The catalysts were applied in a form of an ink. Ink preparation: 2 mg of catalysts (2 %wt Fe) were suspended in 70µl of ethanol and 20µl of Nafion. The mixtures were at first shaken for 15 minutes on a vortex mixer and then ultrasonically treated for another 15 minutes. Thereafter 3µl ink was dropped on the electrode.

## Results and Discussion

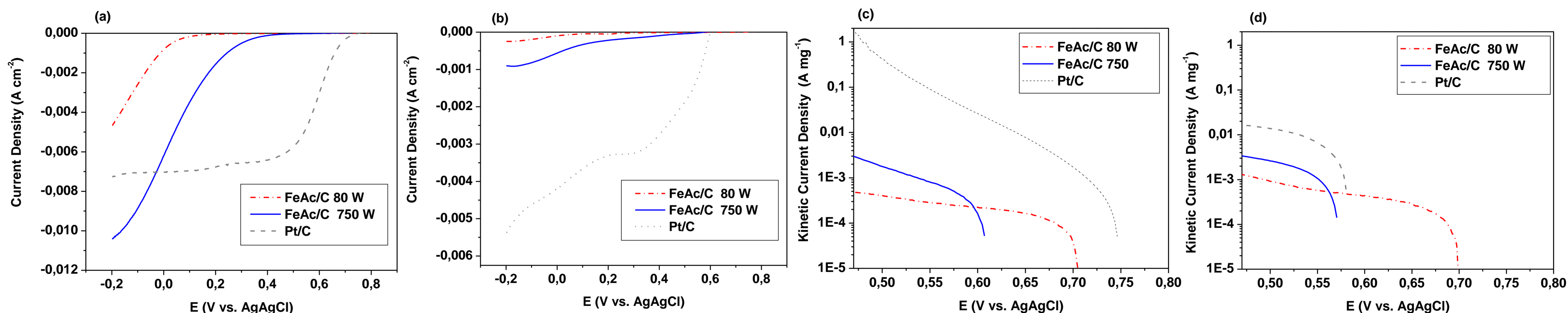
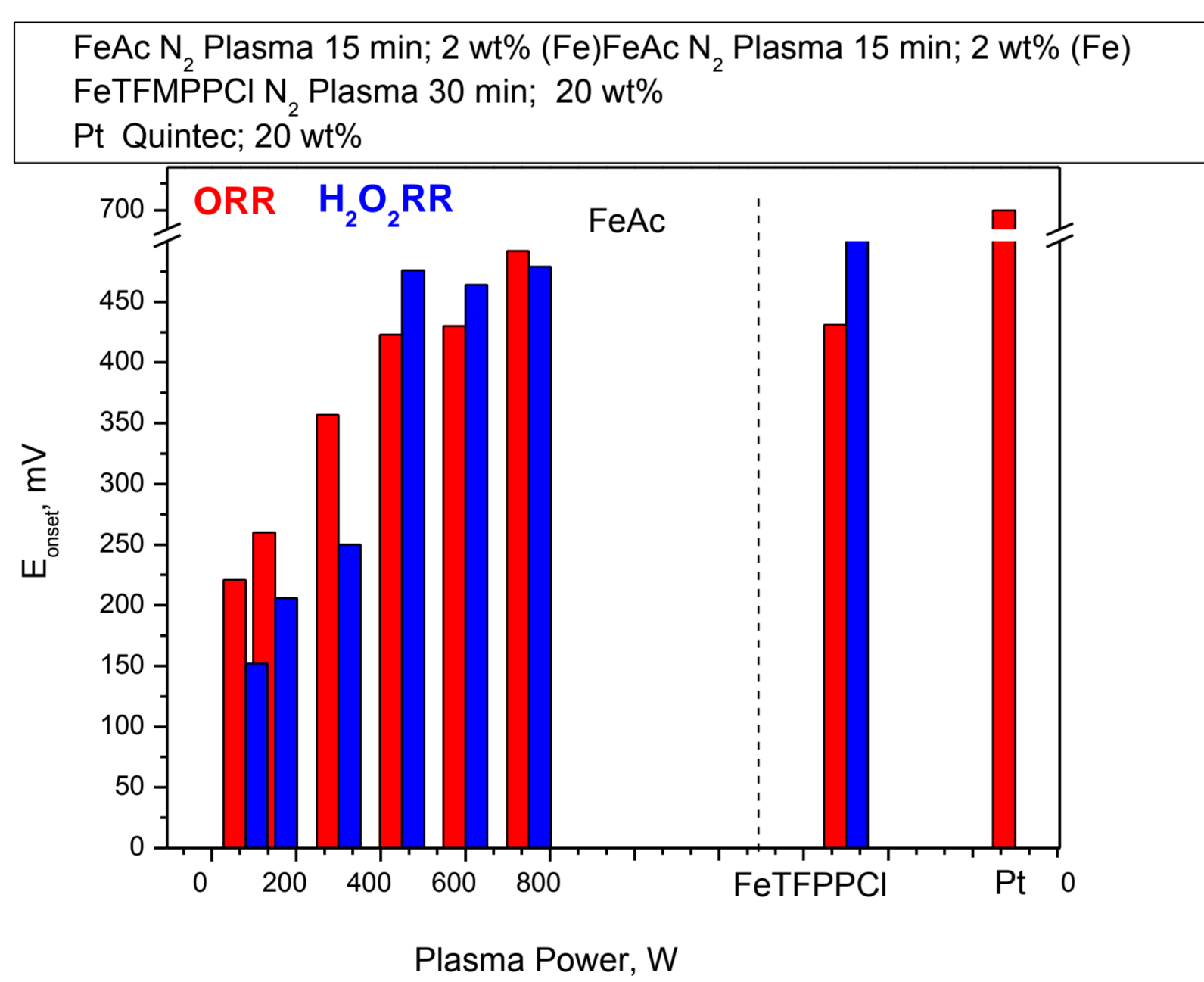


Fig.3. Polarizations curves (a and b) and Tafel-plots of kinetic currents (c and d) for O<sub>2</sub> (a and c) and H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> (b and d) reduction for plasma treated, pyrolyzed and Pt catalysts. Sweep rate 1 mV s<sup>-1</sup>, rotation rate 1500 rpm.



For ORR, the mass-related kinetic current of sample treated by plasma at 750 W was roughly 200-fold lower than that of Pt catalysts (at 0.5 V vs. Ag/AgCl or 0.7 V vs. NHE, Fig. 3 c). For H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> reduction reaction, the mass-related kinetic current of plasma treated sample was approximately 3-fold lower than that of Pt catalysts (at 0.5 V vs. Ag/AgCl or 0.7 V vs. NHE, Fig. 3 d).

For the Fe-based catalysts, the RDE-curves do not display limiting current plateaus. A similar behaviour was reported in the literature for other kinds of non-noble ORR-catalysts [6]. It was explained by the porous structure of electrodes and the non-uniformity of active sites distribution (Fig. 3 a and b).

In order to optimize the plasma treatment parameters with respect to catalyst performance, the effect of plasma treatment power on electrocatalytic properties of Fe-based catalysts was investigated.

The electrocatalytic activity is expressed in terms of the onset reduction potential, E<sub>onset</sub> for ORR and H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> reduction reaction. The onset potential is defined as the potential where the slope of the tangent line to the current density curve is 45° (Current density is in µA cm<sup>-2</sup>, potential is in V vs. Ag/AgCl). E<sub>onset</sub> was shifted to more positive potentials with increased plasma power, i.e. activity of plasma treated samples increased with increasing plasma power.

Fig.4. Effect of plasma treatment power on catalytic activity toward ORR and H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> reduction reaction. The data for the commercial Pt-based electrocatalyst and porphyrin-based catalysts are also shown for the comparison.

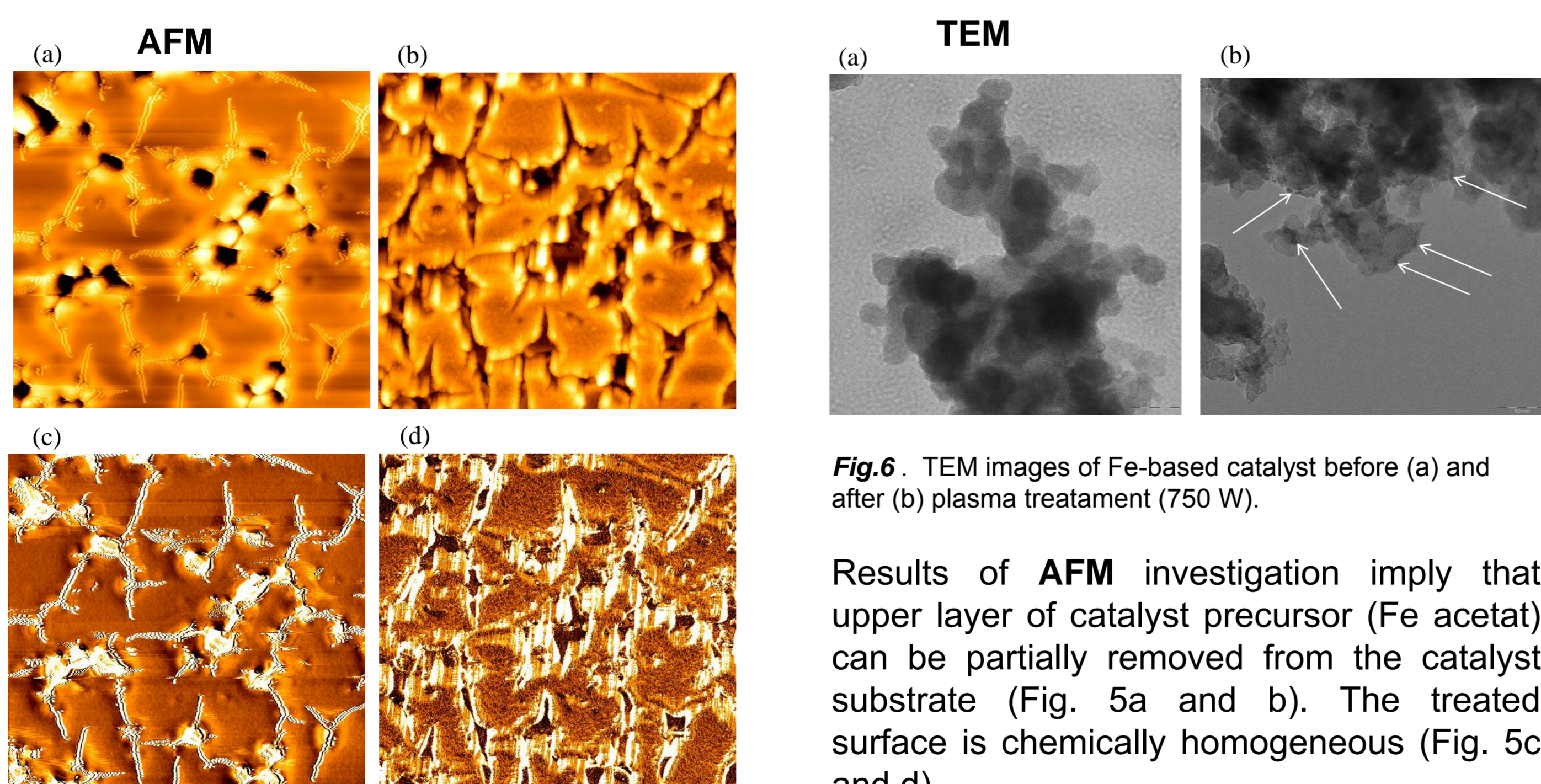


Fig.5. Height (a and b) and phase (c and d) AFM images of Fe Acetate film in tapping mode before (a and c) and after (b and d) plasma treatment (600 W).

Results of AFM investigation imply that upper layer of catalyst precursor (Fe acetate) can be partially removed from the catalyst substrate (Fig. 5a and b). The treated surface is chemically homogeneous (Fig. 5c and d). The TEM images show the formation of new particles after plasma treatment (Fig. 6b, new particles are marked with arrows).

## Conclusion

In this work, various catalysts for the ORR and H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> reduction were prepared by an absorption of iron acetate on the carbon support followed by a N<sub>2</sub>-plasma treatment at power from 80 to 750 W. The activity of plasma treated catalysts was increased with increasing plasma power. The catalyst obtained at a N<sub>2</sub>-plasma power of 750 W showed the highest activity. For ORR, the mass-related kinetic current of sample treated by plasma at 750 W was roughly 200-fold lower than that of Pt catalysts. For H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> reduction reaction, the mass-related kinetic current of plasma treated sample was approximately 3-fold lower than that of Pt catalysts. The treatment of catalysts with N<sub>2</sub>-plasma resulted in an enrichment of the catalysts' surface with nitrogen.

### Plasma treatment:

Plasma treatment of support (Vulcan XC-72) and catalysts was performed in inductively coupled radio frequency (RF) plasma generated in a vibrating bed reactor (Fig.2).

- Support pretreatment: N<sub>2</sub>-plasma at plasma power of 80 W for 5 min.

- Catalysts treatment: N<sub>2</sub>-plasma at plasma power varied from 80 W to 750W for 15 min.

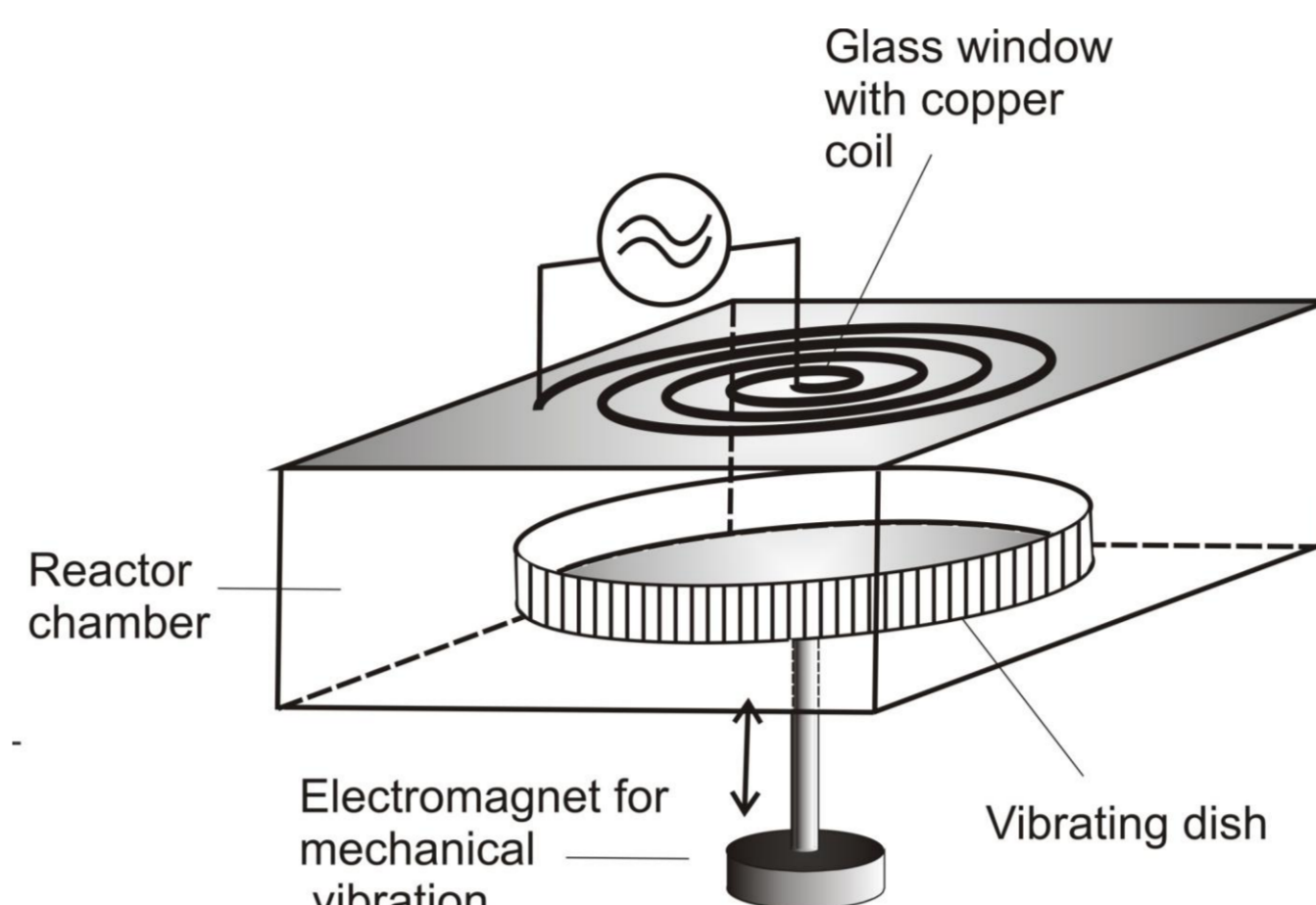


Fig.2 Schematic configuration of a mechanically vibrating bed reactor. N<sub>2</sub>-plasma at plasma power varied from 80 W to 750W for 15 min.

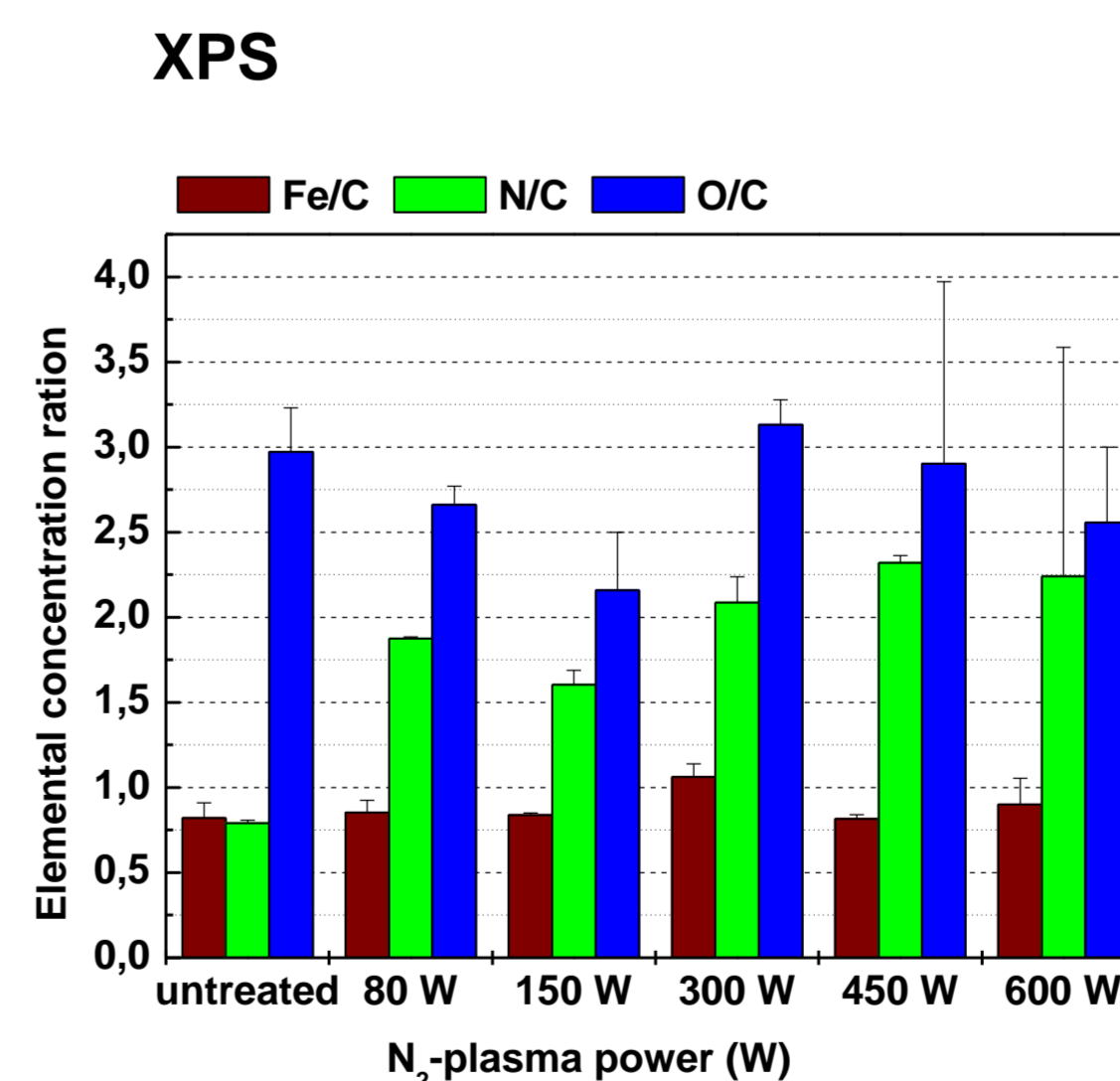


Fig.7. XPS-Analysis of catalysts treated with N<sub>2</sub>-plasma.

The semi-quantitative XRD analysis revealed the presence of magnetite (Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>) and hematite (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) in the samples treated with plasma at power higher than 450 W. (not shown).

ATR-FTIR spectra confirmed the presence of Fe acetate in samples treated by N<sub>2</sub>-plasma at power less than 300 W (not shown).

The analysis of XPS data reveals that plasma treatment resulted in increasing of N surface concentration. For untreated sample, the surface elemental concentration ratio N/Fe was 0.96. The concentration ratio N/Fe was found to be 2.6 after treatment with N<sub>2</sub>-plasma at 600 W.

The concentration ratio O/Fe varied between 3.6 (untreated sample) and 2.6 (treatment with N<sub>2</sub>-plasma at 450 W). No correlation was found between the surface concentration of O and the power of the plasma.



N. A. Savastenko,  
S. Müller,  
K. Anklam,  
M. Brüser,  
A. Quade,  
C. Walter,  
V. Brüser,

Leibniz-Institut für  
Plasmascience and  
Technology, Greifswald,  
Germany

- C. J. Liu, J. J. Zou, K. L. Yu, D. G. Cheng, Y. Han, J. Zhan, C. Ratanatawanate, B. W. L. Jang, Pure Appl. Chem. 78 (2006) 1227-1238.
- F. Jaouen, S. Marcotte, J. P. Dodelet, G. Lindbergh, J. Phys. Chem. B 107 (2003) 1376-1386.
- M. Lefevre, E. Proietti, F. Jaouen, J. P. Dodelet, Science 324 (2009) 71-74.
- I. Herrmann, V. Brüser, S. Fiechter, H. Kersten, P. Bogdanoff, J. Electrochem. Society 152 (2005) A2179-A2185.
- F. Harnisch, N. Savastenko, F. Zhao, H. Steffen, V. Brüser, U. Schroeder, J. Power Sources 193 (2009) 86-92.
- S. L. Gokovic, S. Gupta, R. F. Savinell, Electrochimica Acta 45 (1999) 889-897.
- H. Kersten, E. Stoffels, W. W. Stoffels, M. Otte, C. Csambal, H. Deutsch, R. Hippler, J Appl Phys 87 (2000) 3637-3645.

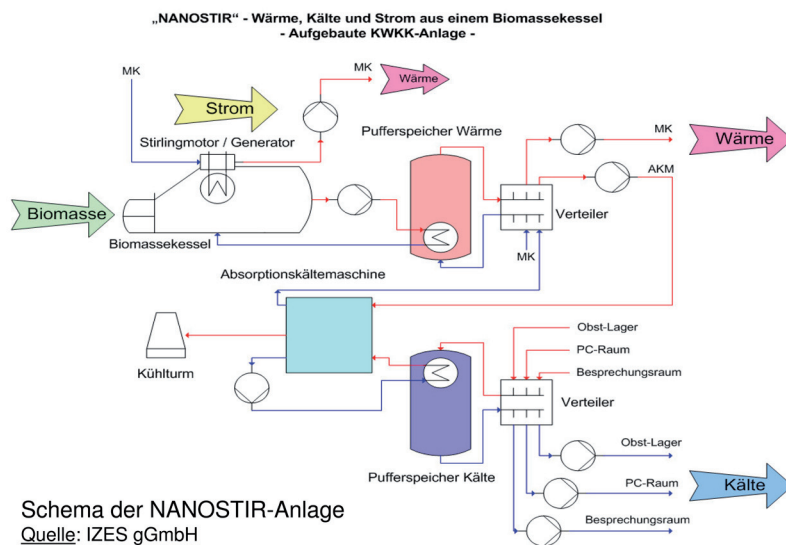
**Acknowledgments**  
The authors would like to acknowledge funding from the German Federal Ministry of Education and Research (BMBF, FKZ 03F0466E). The authors would like to thank Dr. A. Kruth for discussion and helpful comments.

## Aufbau einer biomassebetriebenen KWKK-Anlage

### Erläuterung

NANOSTIR repräsentiert die Kombination eines **Biomassekessels** in Verbindung mit einem **Stirlingmotor** und einer **Absorptionskälteanlage**.

→ **Strom, Wärme und Kälte aus Biomasse**



### Die NANOSTIR-Anlage



Stirlingmotor  
3 kW thermisch, 1 kW elektr.  
Quelle: LFS Tulln



BIOKOMPAKT Biomassekessel  
45 kW Wärme mit Stirlingmotor  
Quelle: LFS Tulln



WEGRA Absorptions-  
kälteanlage 15 kW Kälte  
Quelle: IZES gGmbH

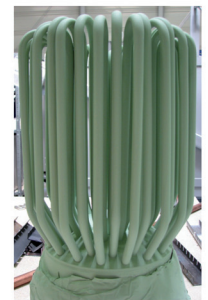


Wärme- und Kältespeicher  
Quelle: IZES gGmbH

### Innovation

Eines der **Hauptprobleme** beim Betrieb von Stirlingmotoren mit Biomasse ist die schnelle **Verschmutzung** und **Verschlackung** des Erhitzerkopfs (Wärmetauschers) durch die Rauchgase (Asche, Staub, Schwefel- und Kohlenwasserstoffe). Die Folgen sind ein **hoher Wartungsaufwand** sowie **signifikante Leistungsverluste**.

Durch das **Beschichten** des **Erhitzerkopfs** des Stirlingmotors (siehe Abbildung rechts) mit einer hochtemperaturbeständigen **NANO-Beschichtung** können die oben genannten Folgen verhindert oder wenigstens stark vermindert werden.

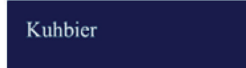


Erhitzerkopf mit  
NANO-Beschichtung  
Quelle: ItN Nanovation AG

### Motivation & Ziele

- Unabhängigkeit der Betreiber solcher KWKK-Anlagen von fossilen Energieträgern bei gleichzeitig hohem Brennstoffnutzungsgrad von bis zu 90 %.
- Der vermehrte dezentrale Einsatz von KWKK-Anlagen für die Bereitstellung von „klimaneutralem“ Strom, Wärme und Kälte aus Biomasse.
- Die Ausweitung der Anwendungspotentiale, um diese innovative Technologie für ein breites Anwenderspektrum zugänglich zu machen.

### Projektpartner



Übergeordnetes Ziel ist dabei der Aufbau eines Netzwerks, welches das Ostseebad Kühlungsborn und die umgebende Region durch die Etablierung von Elektromobilität als „Green Destination“ profiliert und eine nachhaltige Tourismusentwicklung unterstützt. Die Entwicklung und Umsetzung von Konzepten zur Nutzung der Elektromobilität in Verbindung mit anwendungsorientierten Services, die erst durch technologische Entwicklung ermöglicht werden, sind das angestrebte Ergebnis des Netzwerks. „Die weitreichenden ökologisch-nachhaltigen Effekte können somit langfristig zu einer dem Stadtbild entsprechenden Infrastruktur führen, welche auch in anderen touristischen Regionen in Mecklenburg-Vorpommern denkbar wäre“, so Catharina Cassube, Projektleiterin des IIT e.V.

Langfristig sollen vor allem die Erforschung und Entwicklung technischer Voraussetzungen (Betankung, Abrechnung etc.), die Organisation der Umsetzung der Technik in der Region (Akquise von Vertriebspartnern/ Verleihunternehmen für Elektromobile, Aufbau eines Tankstellennetz in der Region etc.) sowie die möglichst flächendeckende Einführung von Elektromobilität in Kühlungsborn (verstärktes Angebot an E-Bikes/ E-Rollern, Informationsveranstaltungen, Etablierung einer Anlaufstelle für Elektromobilität für Einheimische und Touristen, Pressearbeit etc.) erreicht bzw. möglichst nachhaltig umgesetzt werden. Darüber hinaus sollen der elektromobile Pendelverkehr für Tagestouristen i. S. eines Auffangparkplatzes und E-Shuttles zum Strand, die Elektromobilität für Urlaubsgäste i. S. v. „Elektromobilem Erkunden“ umliegender touristischer Ziele, die Erforschung der Veränderung ökologischer Aspekte wie Lärm, CO<sub>2</sub>- oder Feinstaubemission in der Modellregion sowie die Umstellung des Fuhrparks der kommunalen Verwaltung auf Elektromobilität realisiert werden.

### Die zehn leistungsstarken und innovativen Partner des anvisierten Projektes:



Während der gesamten Laufzeit soll das aktuell über das Netzwerk-Förderprogramm „Zentrales Innovationsprogramm Mittelstand“, kurz ZIM NEMO, zu beantragende Projekt durch einen technologischen und einen touristischen Netzwerkmanager geleitet sowie durch einen dritten Netzwerkmanager hinsichtlich optimaler regional- und gesamtwirtschaftlicher Effekte analysiert sowie betreut werden, auch um eine umfassende ökonomische Bewertung vornehmen zu können. Die Übertragbarkeit des Konzepts der Elektromobilität in andere ländliche Räume stellt dabei ein wesentliches Ergebnis des Netzwerkvorhabens dar. „Insbesondere die neuen Geschäfts- und Betriebsmodelle sowie der nachhaltig-ökologische Straßenverkehr in Verbindung mit alternativen Verkehrsmodulen sind lokal unterschiedlich aber prinzipiell in anderen Regionen gleich anwendbar“, sagt Tino Hülsenbeck, Geschäftsführer der pironex GmbH.

Der Ansatz dieses E-Mobilitätsvorhabens ist am Triple-Helix-Modell des HIE-RO ausgerichtet. Darunter ist die Vernetzung von Unternehmern, Wissenschaftlern und Vertretern der Politik bzw. der Förderkulisse, eingebettet in die Bürgergesellschaft der jeweiligen Region, zu verstehen. Aus diesem Grund sind alle Interessierten aufgefordert, sich an dem offenen Netzwerk zu beteiligen.

**Mehr Informationen und Möglichkeiten des Mitwirkens in der Modellregion können gerne unter [info@hie-ro.de](mailto:info@hie-ro.de) angefragt werden.**

# INNOVATIONSKRAFT DURCH „GRÜNE MOBILITÄT“ – Das Konzept Modellregion E-Mobilität Kühlungsborn

Das Thema Elektromobilität ist derzeit in aller Munde, nicht zuletzt auch durch zahlreiche neue Förderprogramme auf Landes-, Bundes- und EU-Ebene. Kaum ein anderes Technologiefeld wird aktuell so intensiv und auch so unterschiedlich diskutiert wie eben die verschiedenen Alternativmöglichkeiten zur Bewegung mit traditionellen Verbrennungsmotoren.

Das Hanseatic Institute for Entrepreneurship und Regional Development an der Universität Rostock (HIE-RO) hat im Rahmen seiner Forschungs- und Beratungsaktivitäten im Projekt „Der Beitrag wirtschaftsnaher Netzwerke zum Aufbau Regionaler Innovationssysteme in M-V“, kurz RIS, eben diesen Trend aufgegriffen. So wurde im Rahmen der Entwicklung und Betreuung von Innovationsprojekten eine Konzeption für eine Modellregion der Elektromobilität für die Region Kühlungsborn und Umgebung initiiert. Notwendige Partner in den Konzeptionsphasen waren hierbei von Anfang an die Initiative Internationaler Tourismus e. V. (IIT) als touristischer Kompetenz-Input sowie das Unternehmen pironex GmbH als technologischer Inhaltsgeber.



**Sie arbeiten an Konzepten für Modellregionen der Elektromobilität für M-V: Tino Hülsenbeck (pironex GmbH), Tilman Schubert (HIE-RO), Catharina Cassube (IIT e. V.), Martin French (HIE-RO), Matthias Horn (Stadtwerke Rostock AG) (von links).**

Kühlungsborn und sein Umland sollen die erste innovative Urlaubsregion sein, welche neue technologische Entwicklungen implementiert. Das Anwendungsgebiet ist die Elektromobilität, die ganzheitlich und ökologisch angesetzt wird. Die Nutzung von unterschiedlichen Elektrofahrzeugen für Urlauber, Bürger, Gewerbetreibende und Kommune steht dabei im Vordergrund. Laute Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren werden sukzessive durch leise und emissionsfreie Elektrofahrzeuge ersetzt. Dazu zählen Pedelecs (Fahrräder mit Elektromotor), Elektroroller und -autos sowie Elektrotransporter und -busse. Für RIS-Projektleiter Martin French ist dabei eines enorm wichtig: „Der dezentrale regionale Charakter des Mobilitätskonzepts erfordert eine freie marktwirtschaftliche Gestaltung der Nutzung und setzt somit Anreize für Investoren und lokale Unternehmen sowie auch für die Wissenschaft, sich in der Region zu engagieren bzw. zu etablieren“.





# Gesellschaft für Energiemanagement und nachhaltige Entwicklungen mbH Solarkompetenzzentrum in Wismar



Die G.E.N.E. Gesellschaft für Energiemanagement und nachhaltige Entwicklungen mbH wurde 2005 gegründet und hat ihren Geschäftssitz im Innovations- und Technologie-Center (ITC) in Bentwisch sowie ein weiteres Büro im Essener Technologie- und Entwicklungs-Centrum (ETEC) in Essen.

## Tätigkeitsfelder:

- Forschung
- Planung und Bauüberwachung
- betriebswirtschaftliche und technische Unternehmensberatung
- Anlagenbetreuung und -betrieb
- Entwicklung innovativer Technologien/Projekte auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien und des Klimaschutzes
- Planung/Bauüberwachung von Anlagen zur Erzeugung regenerativer Energien
- Maßnahmen zur Verringerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen
- Ressourcenschonung sowie Stoffstrommanagement

## Projektbeispiel: Errichtung eines Solarkompetenzzentrums auf der ehemaligen Deponie der MTW-Schiffswerft in Wismar

### Hindergründe des Vorhabens

Im Zuge der weltweiten Ressourcenverknappung kommt einer ökologischen Energiegewinnung zukünftig eine immer bedeutendere Rolle zu. Neben einer modernen und ökologisch nachhaltigen Gestaltung der Stromversorgung steht insbesondere die Verbesserung der Energieeffizienz sämtlicher Abläufe von der Herstellung bis zum Endverbrauch im Mittelpunkt. Vor diesem Hintergrund betreibt die G.E.N.E. mbH ein Kompetenzzentrum für Solaranlagen auf der ehemaligen Deponie der MTW Schiffswerft GmbH in Wismar.



### Ziel des Solarkompetenzzentrums

Das Kernstück des Kompetenzzentrums bildet der Solarpark auf der ehemaligen Deponie der MTW Schiffswerft GmbH, der einerseits als Referenz- und Demonstrationsanlage und andererseits als Präsentations- und Kommunikationsobjekt dient.

Im Fokus des Vorhabens stehen folgende Themen:

- Planungs- und Beratungsdienstleistungen zur Errichtung von Solarstromanlagen auf Konversionsstandorten
- Vergleichsanalysen zwischen terrestrischen und satellitengestützten Leistungsprognosen
- Erhebung und Auswertung von Daten aus der technischen Betreuung sowie dem Betrieb der Anlage und ihrer peripheren Infrastruktur als Grundlage künftiger Anlagenplanungen
- Optimierung der Bemessungsgrundlagen sowie der Anlagenleistung anhand der Betriebserfahrungen und Datenauswertung.

Der Solarpark verfügt über eine Gesamtnennleistung von rd. 1 MWp. Die Stromspeisung erfolgt in das Netz der Stadtwerke Wismar.



## Gesellschaft für Energiemanagement und nachhaltige Entwicklungen mbH

Forschung	—	Projektentwicklung
Planung	—	Investition
Betrieb	—	Überwachung

### Hauptsitz:

Hansestraße 21  
D- 18182 Bentwisch  
Tel.: 03 81 / 63 02 –220  
Fax: 03 81 / 63 02 –222  
info@gene-mbh.de

### Büro Essen:

Kruppstraße 82 -100  
D- 45145 Essen  
Tel.: 02 01 / 33 04 23 63  
Fax: 02 01 / 33 04 23 64  
www.g-e-n-e.de



ARGE Initiative Bioenergieregion  
Mecklenburgische Seenplatte GbR

# Bioenergie-Region Mecklenburgische Seenplatte

Sichere Zukunft durch erneuerbare Energien und Bioenergie

## Wir sind Gewinner!

Die Bioenergie-Region Mecklenburgische Seenplatte ist seit dem 1. Juni 2009 eine von 25 Gewinnerregionen beim Wettbewerb „Bionergie-Regionen“, initiiert vom Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz.

## Unser Erfolgsrezept:

Erfolgversprechendes Konzept +starke Partner und Akteure + starkes Netzwerk + die richtigen Projekte = Mehr Wertschöpfung, Arbeitsplätze, neue Einkommensquellen, vermehrte Kaufkraft und Klimaschutz

Aus der Region – für die Region!

## Der Weg ist das Ziel!

Die richtigen Projekte

- Netzbildung von Bürgern, Unternehmen, Kommunen und lokalen Akteuren
- Bewusstseinsbildung, Motivation, Bildung und Qualifizierung durch Kommunikation
- Studie zur Akzeptanz erneuerbarer Energien und zum Verbraucherverhalten
- Aufspüren der Biomassepotenziale
- Stärkung der Zielgruppengerechten Kommunikation
- Stoffliche und energetische Mehrfachnutzung von alternativen Öl-, Faser- und Energiepflanzen
- Optimierung inner- und überbetrieblicher energetischer Kreisläufe der Bio-Geflügelhaltung
- Klimaschutz in kommunalen Gebäuden durch Effizienz und erneuerbare Energien
- Nutzung von erneuerbaren Energien zur Kraft-Wärme-Kopplung

## Der Erfolg ist sichtbar!

### Bollewick auf dem Weg zum Bioenergiedorf

Bollewick wird Bioenergiedorf. Mit 2 Biogasanlagen und einer pflanzenölbetriebenen Heizanlage sollen die Einwohner des Dorfes sowie die Feldsteinscheune mit Wärme versorgt werden.

Bundeslandwirtschaftsministerin Ilse Aigner enthüllt den Findling für die Grundsteinlegung der 1. Biogasanlage in Bollewick.



Quelle: Daniela Trebbow

### „Kleine Energiechecker“ am Start

Dieses Projekt richtet sich an Grundschulkindern und soll die Thematiken Klimabewusstsein, Energieeffizienz sowie erneuerbare Energien anhand konkreter Themeninhalte und Experimentierangebote interessant, „begreifbar“ und praktisch erlebbar machen. Hauptanliegen ist es, Grundsätze zum energie- und umweltbewussten Verhalten zu erarbeiten und den Gedanken in die Klassen aber auch Familien zu tragen und umzusetzen. Derzeit werden in 4 Grundschulen „Kleine Energiechecker“ ausgebildet.



Quelle: Gabriele Diesch

### Entstehung des „Landeszentrum für erneuerbare Energien Mecklenburg-Vorpommern“ – Leea

Das Landeszentrum symbolisiert das Themenspektrum „Energienetzwerk für Mecklenburg-Vorpommern“ im Bereich der erneuerbaren Energien. Energie zum Anfassen: Eine multimediale Ausstellung mit durchgehend interaktiven Exponaten und modernen Touchscreen-Terminals führt die Besucher an die Technologien der erneuerbaren Energien heran. So wird Energie lebendig und verständlich. Eine Ausstellungsfläche für Unternehmen sowie Veranstaltungsräume und ein Energielabor schaffen Information, Demonstration und Motivation zum Handeln.



Quelle: Stadwerke Neustrelitz GmbH

# BIOMASSE ALS BETRIEBSSTOFF FÜR SCHIFFE

W. Zeńczak

Westpommersche Technische Universität Szczecin, Fakultät für Meerestechnik Al. Piastów 41, 71-065 Szczecin PL  
[wojciech.zenczak@zut.edu.pl](mailto:wojciech.zenczak@zut.edu.pl)

**Schlüsselwörter:** Kraftstoffe, Umweltschutz, Schiffsantrieb, Wirbelschichtdampferzeuger

**Zusammenfassung:** Im vorliegenden Artikel werden die Ergebnisse der Analyse von Möglichkeiten für die Anwendung der festen Biomasse in Form von Pellets als Betriebsstoff für die Schiffe im Aspekt der Umweltschutz wie auch des Preisanstiegs von flüssigen Kraftstoffen und der Erschöpfung der Erdölvorräte dargestellt. Als Untersuchungsobjekt wurde ein Schiff mit kleiner Reichweite vom Typ „Fluss- Meer“, das im Ostseeraum betrieben werden soll, in Betracht genommen. Es wurde die Lösungskonzeption der Schiffsmaschinenanlage beschrieben. Eine vereinfachte Vergleichsanalyse von Kraftstoffkosten des Schiffs mit dem Biomassekessel und des Schiffs mit der klassischen Lösung d.h. mit dem Dieselmotor, der alleine mit Dieselöl betrieben wird, dargestellt. Die Anwendung eines Wirbelschichtdampferzeugers zur Feuerung der Biomasse wird empfohlen.

**Summary:** The article presents the results of the analysis of the possibilities of the application of the solid biomass in the form of pellets as the fuel for ships in consideration of the environment protection as well as due to increase of the liquid fuel prices and decreasing resources of the crude oil. As the object of investigation a ship of minor cruising range of river – sea type has been assumed, chiefly intended for the service on the Baltic Sea. The ship's power system solution has been discussed. A simplified comparative analysis of the fuel costs for a ship with power plant including biomass fired boilers and a ship with the conventional solution of the motor power plant supplied by Diesel oil has been demonstrated. The advantage of the application of the fluidised bed biomass fired boiler has been indicated.

## 1. Einführung

Die Erdölerschöpfung und ein daraus resultierender Preiseinstieg der Kraftstoffe veranlassen zur Suche nach neuen Lösungen von Schiffsmaschinenanlagen z.B. einer solchen, in der die Anwendung von unkonventionellen Energiequellen darunter erneuerbaren Energiequellen möglich ist. Ein anderer wichtiger Aspekt des Rücktretens von flüssigen Betriebsstoffen ist der Umweltschutz. Es wird geschätzt, dass der Anteil der Schiffe in weltweiter Emission von Schwefeloxiden ( $\text{SO}_x$ ), die durch das Verbrennen der fossilen Betriebsstoffe entsteht, ca. 7% beträgt. Der Anteil von Stickstoffoxiden ( $\text{NO}_x$ ) beträgt, je nach der Quelle, ca. 13 -17% [1, 4, 8]. Die Weltschiffahrt ist auch für die Emission in die Atmosphäre der erheblichen Menge von Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ) verantwortlich, was 3,3 % der globalen Emission dieses Gases beträgt. Der Anteil der Schiffe in der Emission von  $\text{CO}_2$  unter allen Beförderungsmitteln beträgt 7% [12]. Das fundamentale Dokument, das Schadstoffemission von der Schiffsmotoren reguliert, sind Vorschriften der Internationalen Maritimen Organisation (IMO). Die  $\text{NO}_x$  - Grenzwerte nach IMO gemäß Revised MARPOL Annex VI für Schiffsmotoren - die Stufen zwei und drei (Tier II und Tier III), sind in der Tabelle 1 dargestellt.

Im Bezug auf  $\text{SO}_x$  - Emission wird sie durch Angabe vom maximal zulässigen Schwefelgehalt im Brennstoff begrenzt. Der zulässige Schwefelgehalt im Betriebsstoff sowohl global angesehen als auch in den Schwefel-Emissionskontrollgebieten (SECA –  $\text{SO}_x$  Emissions Control Areas) sind mit dem jeweiligen Datum seiner Einführung in der Tabelle 2 dargestellt. Es ist auch die Anwendung der Technologie zur Entschwefelung des Abgases nach Verbrennung an Bord des Schiffes z.B. durch das Einsetzen von Scrubber –Anlage zulässig.

Tabelle. 1. NO<sub>x</sub> -Emissionsgrenzwerte nach MARPOL Annex VI [9]

Motoren – Nenndrehzahl [min <sup>-1</sup> ]	NO <sub>x</sub> -Emissionsgrenzwerte [g/kWh]	
	Tier II (ab 1.01.2011)	Tier III (ab 1.01.2016)*
n<130	14,4	3,4
130 ≤ n < 2000	44·n <sup>(-0,23)</sup>	9·n <sup>(-0,2)</sup>
n ≥ 2000	7,7	1,96

\* nur NO<sub>x</sub> Emissionskontrollgebieten

Tabelle. 2. Schwefelgehalt im Brennstoff nach MARPOL Annex VI [9]

Gültigdatum	Schwefelgehalt im Brennstoff (%)	
	SECA	Global
ab Juni 2010	1,5	4,5
ab Juli 2010	1,0	
2012	0,1	3,5
2015		0,5
2020 oder 2025		

Die gegenwärtigen IMO Standards umfassen die CO<sub>2</sub> -Emission noch nicht. Jedoch werden im IMO die Vorschriften zur Beschränkung dieser Emission ausgearbeitet. Dabei ist die Einführung eines Indexes (*Carbon Dioxide Transport Efficiency Index*) vorgesehen, der als Verhältnis der CO<sub>2</sub> -Ausstoßmasse und der Transportarbeit definiert wird. Das Indexieren von CO<sub>2</sub> wird am Anfang gütlich [7].

Der CO<sub>2</sub> Ausstoß ist vor allem vom Brennstoffverbrauch abhängig. Im Fall von Dampferzeugern und Wärmekraftmaschinen, besonders Langsamlaufendenmotoren, bleibt nur ein sehr kleiner Spielraum für die Emissionsenkung übrig.

Eine wesentliche Reduzierung von CO<sub>2</sub> -Emission kann durch das Einsetzen auf den Schiffen von erneuerbaren Energiequellen wie z.B. Wind oder Solarenergie erreicht werden. Der Nachteil dieser Energiequellen ist aber eine kleinere Dichte im Vergleich zur Energie von konventionellen Quellen. Bei einer auf den Schiffen begrenzten zur Verfügung stehenden Fläche ist also ihre Anwendung erschwert. Außerdem sind zeitliche Pausen im Zugang.

Aus diesen Gründen begrenzt sich die Anwendung von Solar- und Windenergie hauptsächlich zu Sport- und Tourenbooten oder als Hilfsenergiequelle auf den Frachtschiffen.

Es ist aber zweckmäßig, eine Analyse der Idee der Anwendung von erneuerbaren Energiequellen auf Schiffen in Form von Biomasse durchzuführen.

## 2. Biomasse als Brennstoff für die Schiffe

Eine detaillierte Klassifikation der Biomasse ist erschwert, weil viele möglichen technologischen Produktions- und Konversionsprozesse und Prozesse der Generation von Sekundärbiomasse in diesen Prozessen auftreten. Als Biomasse werden viele Energieträger mit verschiedenen Merkmalen bezeichnet. Der Grund für die Klassifikation der Pflanzenbiomasse kann nach [5] die Verarbeitungsweise als Ergebnis der Konversion oder Ausnutzung der gewonnenen Produkte sein. Die Konversion der Biomasseenergie kann durch direkte Verbrennung, Vergasung oder Verarbeitung in flüssige oder gasförmige Kraftstoffe in verschiedenen Prozessen stattfinden. Die Biomasseformen, die zu energetischen Zwecken ausgenutzt werden, sind in der Abbildung 1 dargestellt.

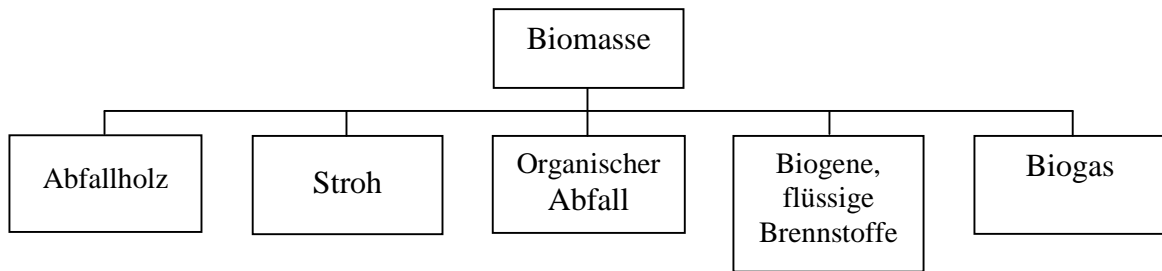


Abb. 1. Energetisch genutzte Formen der Biomasse

In der Tabelle 3 werden die Heizwerte und Dichte von verschiedenen Biomasseformen und zum Vergleich von Heizöl, Dieselöl und Kohle dargestellt. Von diesen zwei Parametern ist das Volumen vom benötigten Brennstoffvorrat für angenommene Reichweite des Schiffes abhängig.

Tabelle. 3. Heizwerte und Dichte von verschiedenen Biomasseformen und von Heizöl, Dieselöl und Kohle

Biomasseform	Heizwert [MJ/kg]	Dichte [kg/m <sup>3</sup> ]
Graues Stroh	15,2	90 -165
Holz ohne Rinde	18,5	380 - 640
Rapsöl	35,8	886 ( bei 20 °C)
Äthylalkohol	26,9	790 ( bei 20 °C)
Holzbrikett	17,5	470 <sup>1)</sup>
Holzpellets	19,5	630- 750 <sup>1)</sup>
Dieselöl DMA	40	890 (bei 15 °C)
Heizöl (RMK 700)	39,4	1010 (bei 15 °C)
Steinkohle	16 - 29	800 - 1000

<sup>1)</sup> Aufschüttungsdichte

In der Schiffstechnik würde das Ersetzen von flüssigen, aus Erdöl erzeugbaren Betriebsstoffen, durch die biogene, flüssige Betriebsstoffe eigentlich problemlos sein, weil sich die Heizwerte und Dichte nur ein wenig unterscheiden. Außerdem sind die Kraftstoffanlagen ähnlich und es gibt Erfahrungen mit dem Betrieb von Dieselmotoren, die mit biogenen Betriebsstoffen betrieben werden. Als Beispiel können die Landanwendungen genannt werden [3].

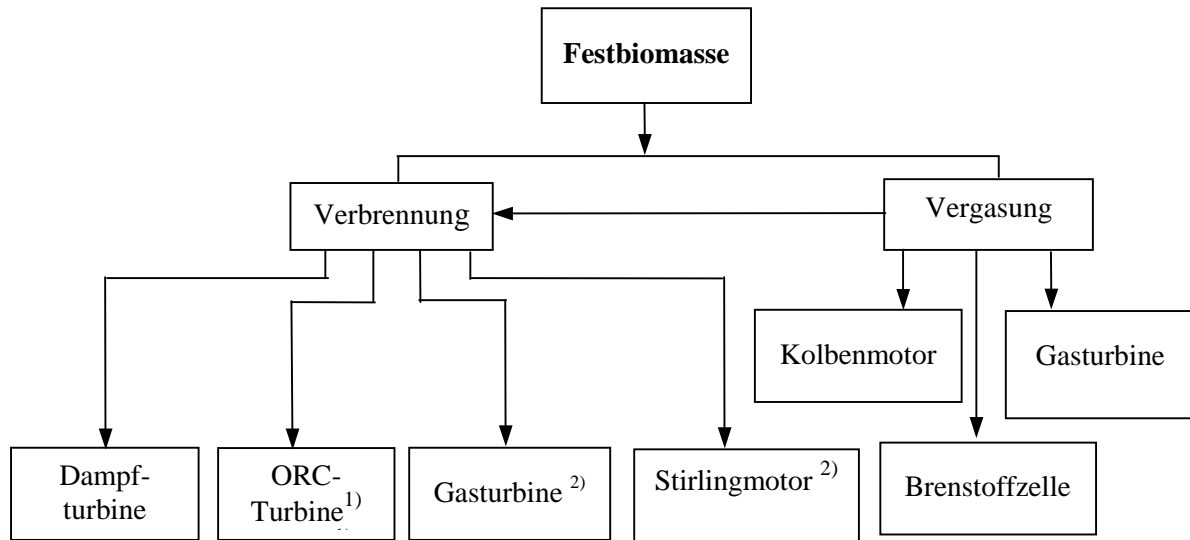
Sowohl die langsam- als auch die mittelschnelllaufenden Schiffsdieselmotoren der größten Produzenten der Welt, die zur Verbrennung von Heizöl angepasst werden, dürfen Biokraftstoffe (Bioöle) verbrennen. Auf Grund des möglichen Auftretens der Kavitation in den Einspritzpumpen, können sich aber einige Probleme in Motoren, die nur zur Verbrennung vom Dieselöl angepasst werden, bemerkbar machen [10].

Bis jetzt findet die Anwendung von Biokraftstoffen auf den Schiffen in sehr begrenztem Umfang statt. Die bekannten Fälle sind meistens mit Forschungsprojekten verbunden oder begrenzen sich zur Ausnutzung von Biokraftstoffen als einen mehrprozentigen Zusatz zu den aus Erdöl stammenden Kraftstoffen [2].

Bei aktuellem Rechtszustand im Bereich der zulässigen CO<sub>2</sub>-Emission ist der hohe Preis, umgerechnet auf eine Energieeinheit im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen, eine von den Barrieren für eine breitere Anwendung der Biokraftstoffe [10].

In der Energietechnik gibt es zurzeit viele Technologien zur energetischen Ausnutzung von Festbiomasse, die u.a. in [5] dargestellt werden.

Die ausgewählten Technologien, die einen Überlegungswert im Aspekt der möglichen Anwendung in einer Schiffsmaschinenanlage bilden, sind in der Abbildung 2 dargestellt.



<sup>1</sup> Thermalöl Zwischenkreis

<sup>2</sup> Verbrennung in einer Außenkammer

Abb. 2. Ausgewählte Technologien der Ausnutzung von Biomasse in Schiffsmaschinenanlagen

Das Synthesegas, das im Prozess der Biomassevergasung gewonnen wird, eignet sich ausgezeichnet als Betriebsstoff für Wärmekraftmaschinen oder Kessel wie auch für die Brennstoffzellen. Seine Produktion ist aber mit der Einsetzung eines Gasgenerator am Bord des Schiffs verbunden. Der Gasgenerator besetzt ein zusätzliches Volumen im Schiffsmaschinenraum und erfordert einen zusätzlichen Energieaufwand auf den Prozess.

Das Synthesegas wird durch relativ niedrigen Heizwert d.h. 4 - 7 MJ/kg charakterisiert. Man kann ihn durch Vergasung im reinen Sauerstoff oder durch Zuführung des Dampfes im Prozess vergrößern. Diese Maßnahmen führen jedoch zur Verbreiterung der Anlage. Auf Grund des kleinen Heizwerts ist es auch sinnlos, die Produktion des Gases auf dem Land zum Zweck der Verdichtung durchzuführen, um es danach zum Schiff zu liefern.

Unter den Technologien, die direkt Biomasseverbrennung ausnutzen, ist die Verbrennung der Biomasse in einem Dampferzeuger und Anwendung eines Dampfkreislaufs die beste Lösung. Das ist eine einfachste Methode und sie wurde außerdem gewissermaßen in Seebedingungen geprüft, als die Kohle einen Grundbrennstoff auf den Schiffen darstellte.

Die Aufschüttungsdichte von Biomasse ist aber wesentlich kleiner als die von Kohle. Das führt im Fall der Biomasse zu einem größeren Bunkervolumen, als das bei der Verwendung der Kohle üblich war. Aus diesen Gründen werden Pellets als am meisten geeignet anerkannt. Pellets haben die größte Aufschüttungsdichte unter allen Festbiomassesorten und ihr Preis umgerechnet in die gewonnene Energieeinheit ist wesentlich kleiner als der von Bioöl. Pellets lassen sich auch leicht vom Bunker zum Kessel z.B. pneumatisch transportieren. Pellets beinhalten nicht mehr als 0,08% Schwefel und nicht mehr als 0,3% Stickstoff [5]. Das Schwefeloxidesproblem existiert also praktisch nicht.

Die Bildung von NO<sub>x</sub> aus dem Brennstoffstickstoff hat auch untergeordnete Bedeutung. Bei einem typischen Luftüberschuss für Pelletsverbrennung ( $\lambda=1,1-1,3$ ), findet nur die thermische NO<sub>x</sub> Bildung von dem im Luft gehaltenen Stickstoff statt. Seine Entstehung steigt stark in den Temperaturen über 1300 °C an. Die Minderung von NO<sub>x</sub> Emission kann durch Luftstufung bei der

Verbrennung oder durch die Anwendung von Wirbelschichtdampferzeugern erreicht werden. Die Verwendung des Wirbelschichtdampferzeugers erlaubt nämlich eine Verbrennung bei niedrigen Temperaturen.

### 3. Auswahl des Schiffes und Konzeption der Lösung der Schiffsmaschinenanlage

Aus dem Vergleich von Aufschüttungsdichten und Heizwerten (Tab.3) ergibt sich, dass für die gleiche Reichweite des Schiffes ein Bunkervolumen für Pellets nur geringfügig größer sein würde, als dies bei der Kohle der Fall ist. Erheblich schlechter sieht der Vergleich mit dem Heizöl oder Dieselöl, deren Bunker einige Mal kleiner sind, aus. Man muss nämlich berücksichtigen, dass der große Bunkervolumen den Laderaumvolumen begrenzt ist. Aus diesen Gründen eignet sich am besten das Schiff unter verschiedenen Schiffstypen für die Einsetzung der Pellets, das kleine Entwurfsreichweite hat.

Zum Zweck der Prüfung dieser Relationen wurde als Beispielentwurfsobjekt eine Schiffsmaschinenanlage eines Schiffes des Typs Fluss –Meer gewählt. Die Tragfähigkeit des Schiffes beträgt 2900 DWT und die Kontraktgeschwindigkeit 12 w. Das Schiff sollte auf der Ostsee und auf den angrenzenden Binnenwasserwegen betrieben werden [6].

Der Ostseeraum ist mit strengen Emissionsvorschriften geschützt. Deswegen ist der Wahl eines solchen Schiffes mit der Biomasse als Kraftstoff besonders gut begründet. Ein wichtiger Aspekt ist auch ein ausgezeichneter Zugang zur Pellets an der Ostseeküste. In der Abbildung 3 ist ein Fragment der Europakarte mit den markierten Lokalisierungen der Produzenten von Pellets um die Ostsee herum nach [11] dargestellt.

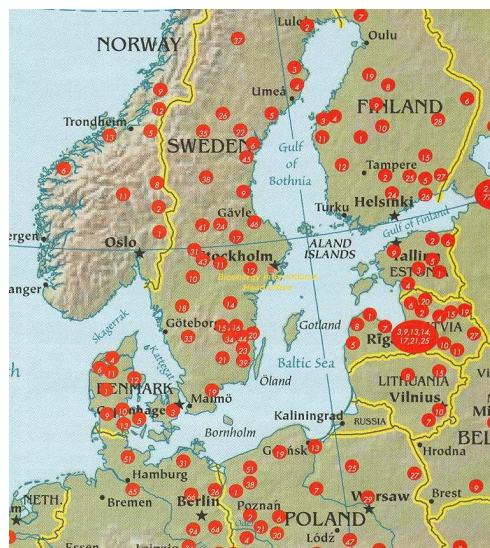


Abb. 3. Lokalisierungen der Produzenten von Pellets um die Ostsee herum [11]

Die Hauptantriebsleistung des Schiffes beträgt 1500 kW und sie ist in zwei Podantriebe, je mit 750 kW elektrischen Motor ausgerüstet, geteilt. Bei der Berücksichtigung von anderen elektrischen auf dem Schiff montierten Verbraucher, darunter Bugstrahler sowie auch Heizungen, die auf dem elektrischen Wege realisiert werden, beträgt die Gesamtleistung der Schiffsmaschinenanlage 2320 kW. Es wurde angenommen, dass die ganze Elektroenergie durch einen Turbogenerator erzeugt wird. Die Turbine wird durch den Dampf angetrieben, der im Pelletsdampferzeuger produziert wird.

Die vorgeschlagene Lösung von Schiffsmaschinenanlage bildet eine alternative Lösung zum Entwurf einer Diesel - Electric Schiffsmaschinenanlage mit den schnelllaufenden Dieselmotoren, die im [6] dargestellt wurde.

Die Reichweite wurde wie für ein Musterschiff d.h. mit 4000 Seemeilen angenommen.

Eine von den wichtigsten Fragen, die aus der Annahme der Pellets als Betriebsstoff hervorgeht, ist die Bestimmung vom Bunkervolumen für die angenommene Reichweite des Schiffes.

Um den Bunkervolumen zu bestimmen, wurde angenommen, dass in der Schiffsmaschinenanlage ein einfacher Dampfkreislauf realisiert wird. Die angenommenen Parameter des Dampfkreislaufes und die Berechnungsergebnisse sind in der Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle. 4. Dampfkreislaufparameter und Berechnungsergebnisse

<b>Parameter</b>	<b>Wert</b>	<b>Maßeinheit</b>
Dampf Temperatur am Turbineneintritt	530	°C
Dampfdruck am Turbineneintritt	9	MPa
Druck im Kondensator	0,006	MPa
Innerer Wirkungsgrad der Turbine	0,9	-
Mechanischer Wirkungsgrad der Turbine	0,97	-
Wirkungsgrad des Dampferzeugers	0,85	-
Turbogeneratorleistung	2320	kW
Dampfstrom geleitet zur Turbine	2,49	kg/s
Pelletsstundenverbrauch	1789	kg/h
Bunkermasse	795	Mg
Pelletbunkervolumen für 4000 Seemeilen	1060	m <sup>3</sup>

Die Berechnungen des Dieselölsbunkers für Musterschiff mit Dieselmotoren, die bei den gleichen Annahmen bezüglich der Reisezeitkomponenten durchgeführt wurden, wurden den Bedarf an Dieselöl in der Menge von 250 Mg aufgewiesen. Der Volumen von Vorratstanks beträgt dabei 309 m<sup>3</sup>. Dieser Wert ist dreifach kleiner als für Pellets.

Im Bezug auf sehr guten Zugang zur Pellets im Ostseekreis, ihre meridionale Ausdehnung von 1300 km und ein Breitenkreis in weitester Stelle von 600 km, kann die Reichweite des Schiffes um die Hälfte verkürzt werden. Auf diese Weise kann der Pelletsbunkervolumen bis 530 m<sup>3</sup> verkleinert werden. Das sind wesentlich mehr akzeptable Werte.

Besonders besser sieht für die Schiffsmaschinenanlage mit dem Pelletsdampferzeuger der Vergleich von Brennstoffkosten aus. In der Tabelle 5 werden die Brennstoffkosten für beide Lösungen der Schiffsmaschinenanlage für die Reichweite von 4000 Seemeile zusammengestellt. Als Brennstoffpreisen werden Mittelpreisen von Juni 2010 angenommen [13, 14]

Tabelle. 5. Brennstoffkosten für die Biomasse - und Motorschiffsmaschinenanlage

<b>Parameter</b>	<b>Brennstoffart</b>	
	<b>Pellets</b>	<b>Dieselöl</b>
Einzelpreis [zł/Mg]	700	4686
Bunker [Mg]	795	250
Brennstoffkosten [zł]	556500	1217000

Der Kostenvergleich zeigt daraufhin, dass Brennstoffkosten für das Schiff mit dem Biomassedampferzeuger mehr als zweifach kleiner sind. Der Vergleich würde noch günstiger sein,



wenn statt Holzpellets die Strohpellets verwendet würden. Die Strohpellets haben ähnliche Eigenschaften wie die Holzpellets, aber der Preis ist um die Hälfte kleiner.

Das EU CO<sub>2</sub> -Emissionslimit, wie auch Verpflichtungen zur Vergrößerung des Anteils von erneuerbaren Energiearten in der Elektroenergieproduktion verursachen, dass im Energietechnik in Polen Kohle mit Biomasse zusammen verbrannt oder neue Biomassedampferzeuger gebaut werden. In vielen Fällen werden Wirbelschichtdampferzeugern, die umweltfreundliche Verbrennung gewährleisten, angewandt.

In der vorgeschlagenen Lösung der Schiffsmaschinenanlage würde auch die Anwendung von Wirbelschichtdampferzeuger von Vorteil sein. Außer der Umweltfreundlichkeit wird er durch kleinere Abmessungen im Vergleich zum klassischen Dampferzeuger mit der gleichen Leistung charakterisiert.

#### **4. Zusammenfassung**

Anhand des Beispiels vom Schiffstyp Fluss –Meer, das für die Schifffahrt auf der Ostsee bestimmt wird, wo strenge Emissionsvorschriften gelten, wurde gezeigt, dass die Anwendung einer Anlage mit Dampfturbine und Pelletsdampferzeuger zweckmäßig ist.

Eine vereinfachte Betriebskostenanalyse von Schiffsmaschinenanlagen deutet auch auf die Möglichkeit ihrer erheblichen Senkung hin, wenn an der Stelle vom Dieselmotor eine Dampfturbine und ein Biomassedampferzeuger eingesetzt werden.

Obwohl ein niedriges Emissionsniveau auch bei klassischen Biomassedampferzeugern zu erreichen ist, wird die Anwendung von Wirbelschichtdampferzeugern mit einer noch kleineren Schadstoffemission empfohlen.

Allerdings ist hier noch eine experimentelle Untersuchung solchen Dampferzeugern in realen oder simulierten Seebedingungen erforderlich.

#### **Referenzen**

- [1] Bazari Z., Reynolds G., Sustainable Energy in Marine Transportation, IMarEST Conference, Sustainable Shipping, February 2005.
- [2] BC Ferries introduces biodiesel to its fleet, [www.motorship.com](http://www.motorship.com).
- [3] Bio – Plant in Fritzens , [www.mandiesel-greentechnology.com](http://www.mandiesel-greentechnology.com).
- [4] Brabeck S., Turn wind in to profit, Fuel and Environmental Seminar, BV Hamburg 2008.
- [5] Chmielniak T., Technologie energetyczne, WNT, Warszawa 2008.
- [6] Eureka Project –E!2772, Baltekologicalship, Outline Specification SINE 205, River –Sea Vessel 2900 DWT, March 2003.
- [7] Interim Guidelines for Voluntary Ship CO<sub>2</sub> Emission Indexing for use in trials, MEPC/Circ.471, 29 July 2005.
- [8] MAN B&W, Further reductions seen in maritime NO<sub>x</sub> emissions, Dieselfacts, Autumn 2003.
- [9] 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).
- [10] Opdal A.A., Hojem J.F., Biofuels in ships, A project report and feasibility study into the use of biofuels in the Norwegian domestic fleet, Zero Emission Resource Organization 2007.
- [11] The Bioenergy international, 6/2009.
- [12] Vahs M., „Green Ship” als Zukunftsaufgabe , Schiff und Hafen, Januar 2010.
- [13] [www.eg.com](http://www.eg.com).
- [14] [www.pelet.zalubski.pl](http://www.pelet.zalubski.pl).

# Wasserstoffherzeugung für dezentrale Energieversorgung

C. Würfel

*h-tec Wasserstoff-Energie-Systeme GmbH, Lindenstraße 48a, D-23558 Lübeck, info@h-tec.com*

**Schlüsselwörter:** Elektrolyse, Wasserstoffproduktion, Energiespeicher, Notstromversorgung, autarke Anlagen

## **Zusammenfassung:**

Mit zunehmender Marktdurchdringung auf Wasserstoff basierender dezentraler Energieversorgungslösungen wird die vor Ort Erzeugung von Wasserstoff zu einem wichtigen Faktor. Im Fokus stehen dabei insbesondere zwei Anlagenkonzepte: Zum einen Notstromversorgungen, zum anderen autarke Anlagen (Insellösungen). Beide Anlagenkonzepte können mit Elektrolysemodulen ausgerüstet werden um Wasserstoff als Energiespeicher vor Ort herstellen zu können. Außerdem zeichnen sich zukünftige Anlagenkonzepte zur Energiespeicherung oder zum Befüllen mobiler Wasserstoffspeicher ab.

## **Abstract:**

With the increasing market penetration of remote energy supply solutions based on hydrogen, the production of hydrogen locally becomes an ever more important factor. The focus is particularly upon two conceptions: on the one hand emergency power supplies and on the other stand-alone applications (isolated applications). Both conceptions can be provided with electrolyser modules to locally produce hydrogen as energy storage on site. Furthermore there are conceptions emerging regarding future energy storage and filling of mobile hydrogen storages.

## **Ausgangssituation**

Mit zunehmender Marktdurchdringung auf Wasserstoff basierender dezentraler Energieversorgungslösungen wird die vor Ort Erzeugung von Wasserstoff zu einem wichtigen Faktor. Im Fokus stehen dabei zum derzeitigen Beginn der Markteinführung insbesondere zwei Anlagenkonzepte: Zum einen Notstromversorgungen, zum anderen autarke Anlagen (sog. Inselfösungen).

Anlagen zur dezentralen Energieversorgung mit kleinen Leistungen werden heute mit Akkumulatoren realisiert. Die Wiederaufladung findet dabei entweder über das Stromnetz oder bei netzunabhängigen Anlagen über Windkraft, Photovoltaik oder eine Kombination davon statt. Bei Anlagen mit größeren Leistungen kommen Generatoren mit Benzin oder Diesel als Energieträger zum Einsatz. Dabei ist der Einsatz von potentiell umweltschädlichen Energieträgern wie Benzin oder Diesel in Gegenden ohne vorhandenes Stromnetz häufig nicht erwünscht, nicht erlaubt oder zumindest nur unter umfangreichen Auflagen möglich.

Es wurden auch schon Anlagen mit Wasserstoff als Energieträger und Brennstoffzellen zur Stromerzeugung verwirklicht. (z.B. SINE-Projekt, Dänemark, 140 Standorte) In Zukunft wird die Anzahl solcher Anlagen zunehmen. Derzeit wird der Wasserstoff in Flaschen angeliefert. Eine Wasserstoffproduktion vor Ort unter Verwendung von Elektrolyseuren ist möglich, wurde bisher allerdings nur in Demonstrationsprojekten gezeigt.

## **Inselfösung**

Bei autarken Energieversorgungsanlagen, sogenannten Inselfösungen, werden die Verbraucher im Normalfall über Windkraft oder Photovoltaik gespeist. Dabei werden die Windkraftanlage bzw. die Photovoltaikmodule so dimensioniert, dass sie einen Überschuss an elektrischem Strom produzieren, mit dem ein Elektrolyseur Wasserstoff erzeugen kann, der als Energiespeicher für Zeiten ohne Wind und ohne Sonneneinstrahlung dient. Die Rückverstromung findet dann bedarfsgerecht über eine Brennstoffzelle statt. Gängige Anlagen versorgen dabei Verbraucher mit einer durchschnittlichen Last von 1 – 2 kW. Zum Einsatz kommen in der Regel Brennstoffzellen mit Leistungen von 2 – 5 kW. Je nach Anlagenkonzept, vor allem der maximal erlaubten Zeit für die Wiederauffüllung der Speicher, kommen Elektrolyseure mit Leistungen von 5 – 10 kW zum Einsatz.

## **Back-Up Systeme**

Bei Notstromversorgungen, sogenannten Back-Up Systemen, werden die elektrischen Verbraucher normalerweise über das vorhandene Stromnetz betrieben. Bei einem Ausfall des Stromnetzes wird die Versorgung durch eine Brennstoffzelle übernommen, die ihre Energie aus einem Wasserstoffspeicher bezieht. Wenn die Versorgung aus dem Stromnetz wieder vorhanden ist, lässt sich dieser Speicher über einen Elektrolyseur wieder auffüllen. Gängige Verbraucher in solchen Anlagen haben eine Leistung von 1 – 2 kW. Die Größe des Wasserstoffspeichers und des Elektrolyseurs hängt sehr von der Häufigkeit der Stromausfälle und der erwarteten Dauer ab.

Elektrolyseure mit Leistungsaufnahmen von 5 – 10 kW sollten in der Regel für eine ausreichende Wiederauffüllung geeignet sein.

Die Investitionskosten für eine derartige auf Wasserstoff basierende Anlage liegen über denen für konventionelle Anlagen. Die Voraussetzungen für einen Einsatz sind gegeben, wenn mit häufigen und lang anhaltenden Stromausfällen zu rechnen ist und gleichzeitig aufgrund der Infrastruktur und/oder Personalkosten eine regelmäßige Betankung mit Benzin oder Diesel die Differenz der günstigeren Investitionen aufwiegt. Ähnliches gilt für Anlagen, die mit Akkumulatoren anstelle von Generatoren betrieben werden. Unter den Voraussetzungen von häufigen und lang anhaltenden Stromausfällen (und den klimatischen Bedingungen, die in der Regel in solchen Gegenden herrschen) haben Akkumulatoren eine sehr begrenzte Lebensdauer. Der logistische Aufwand für den Austausch von Akkumulatoren mit den beschriebenen Leistungen ist hoch.

### **Nachfüllstationen**

Mit Elektrolyseuren, die sowohl über das Stromnetz als auch über regenerative Energien betrieben werden können, lassen sich auch Anlagen verwirklichen, die dezentral Wasserstoff als Energiespeicher für mobile Anwendungen bereitstellen. Die Größe der Anlage ist von der Anzahl, der Leistung und der Betriebsdauer der Fahrzeuge bzw. Anwendungen abhängig. Bei einer ausschließlichen Verwendung von regenerativen Energien ist zudem eine Reserve für Zeiten ohne Wind bzw. Sonnenschein notwendig. Diese Reserve kann sowohl die Leistung des Elektrolyseurs als auch die Größe des Wasserstoffspeichers betreffen. Die Windkraftanlage bzw. Photovoltaikmodule müssen entsprechend dimensioniert werden.

### **Energiespeicherung**

Ein Szenario einer zukünftigen Anwendung von Brennstoffzellen und Elektrolyseuren in dezentralen Anlagen stellt die Speicherung von überschüssigem Strom und Rückverstromung zu Spitzenlastzeiten dar. Dabei wird zu Zeiten eines Überangebotes an Strom das Übertragungsnetz durch den Betrieb von (vielen) dezentralen Elektrolyseuren entlastet. Bei Strommangel kann das Netz durch die Rückverstromung des produzierten Wasserstoffs in Brennstoffzellen unterstützt werden. Mit der zunehmenden Leistung von regenerativen Energien im Stromnetz könnte diese Form der Energiespeicherung einmal in größerem Umfang eingesetzt werden.

### **Hemmnisse der Marktdurchdringung**

Die meisten Komponenten der beschriebenen Anlagen sind im Prinzip am Markt verfügbar. Photovoltaik- und Windkraftanlagen sind in einem weiten Leistungsspektrum verfügbar. Brennstoffzellen mit Leistungen von 2 bis 5 kW sind kommerziell erhältlich, auch wenn die Investitionskosten durchaus noch als zu hoch angesehen werden können. Die Speicher für den produzierten Wasserstoff sind zumindest für Wasserstoff unter Druck erhältlich. Für niedrigere Drücke können sogar Standard-Flüssiggastanks verwendet werden (z.B. „Hydrogen Village of Vestenskov, Dänemark). Für höhere Drücke oder andere Abmessungen sind Hersteller von

Druckbehältern in der Lage, Lösungen anzubieten. Elektrolyseure in dem beschriebenen Leistungsspektrum sind nur wenige im Markt verfügbar, die Investitionskosten übersteigen in der Regel noch diejenigen der Brennstoffzelle. Nicht alle verfügbaren Elektrolyseure erfüllen die darüber hinaus wichtigen Anforderungen für den Einsatz in den beschriebenen Anlagenkonzepten.

### **Anforderungen an Elektrolyseure für dezentrale Energieversorgungen**

Für die vorgestellten Anwendungen müssen Elektrolyseure eine Reihe von Anforderungen erfüllen, um sich gegen die bestehenden Lösungen durchsetzen zu können: Dazu zählen:

- Sicherheitskonzept für den Betrieb in komplexen Anlagen
- Geringe Wartung, lange Wartungsintervalle
- Verträglichkeit mit den klimatischen Voraussetzungen, vor allem im warmen Klima
- Integrierbar in vorhandene, übliche Anlagen (19“ Elektronikschränke),
- Min. 10 bar Wasserstoff-Druck
- Möglichkeit zur Fernwartung/ -überwachung
- Lange Lebensdauer (10 000 h und mehr)
- Betrieb an schwankenden Quellen (für die Anbindung an regenerative Quellen)

### **Zukünftige Entwicklungen:**

Weitere Entwicklungen bei den Elektrolysesystemen werden dazu führen, dass auch Anlagen, für die heute eine Lösung mit Wasserstoff, Brennstoffzelle und Elektrolyse nicht darstellbar ist, in Zukunft mit dieser Technologie ausgerüstet werden können. Die dringlichsten Entwicklungen dabei sind:

- Preiswertere Anlagen (durch größere Nachfrage und technologische Entwicklungen)
- Höherer Druck für Speicher
- Trocknung bzw. Gasreinigung (für die Nutzung von Metallhydridspeichern)
- Komplette Elektrolyseanlagen mit Stromversorgung und Wasseraufbereitung

# **Analyse / Diagnose von Fehlern bei der Errichtung und dem Betrieb von PV-Anlagen einschl. deren Bewertung**

Prof. Dr.-Ing. habil. K. Wozniak, 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 der Diskussion um einen Ausstieg aus der Atomenergie und der weiter steigenden Nachfrage nach fossilen Brennstoffen sowie den daraus resultierenden immer höheren Energiekosten ist es ratsam, verschiedene Möglichkeiten der Erzeugung und Bereitstellung von Elektro- und Wärmeenergie über erneuerbare Energien hinsichtlich ihrer technischen Optimierung und ihrem wirtschaftlichen Betrieb zu analysieren. Eine wichtige Rolle spielt dabei die photovoltaische Stromerzeugung (ca. 1% Anteil an Elektroenergie), 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. 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 years 2009 and 2010 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 next year.

## **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<sub>p</sub> 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<sub>th</sub>) 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/m<sup>2</sup>\*a und vielen seit der politischen Wende vor 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 wurde im letzten und diesen Jahr erstmals 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 war 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 2010 dargestellt.

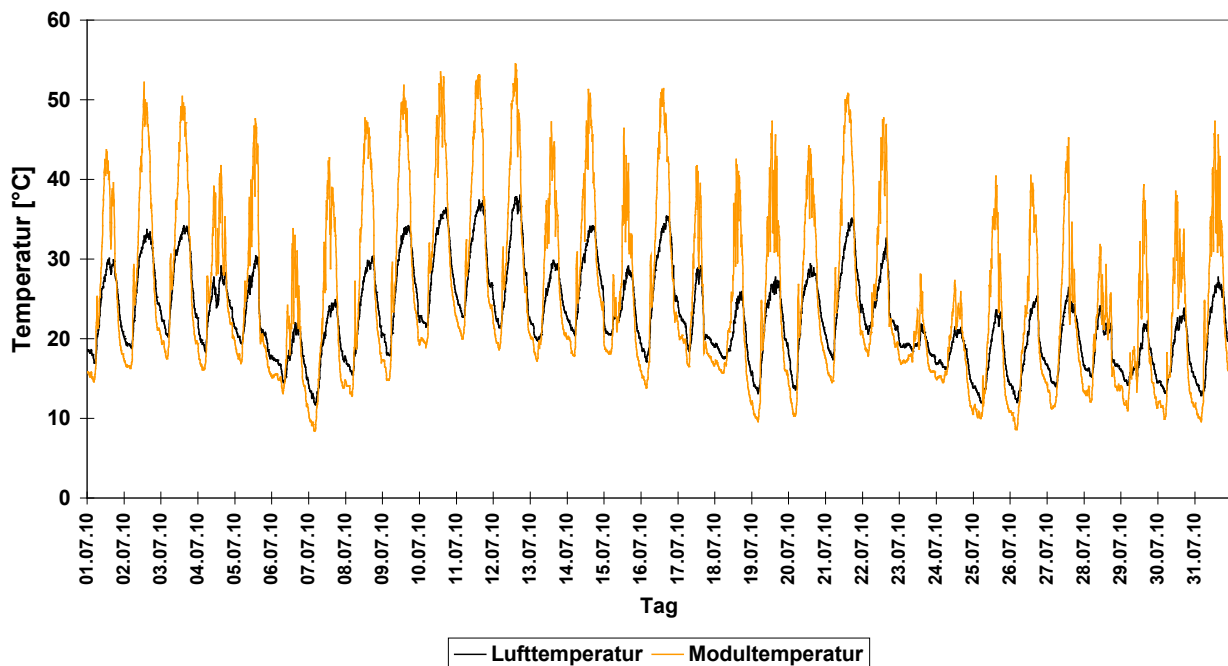


Bild 5 Luft- und Modultemperatur an der PV-Anlage der HTWK Leipzig im Juli 2010

Unter dem Gesichtspunkt eines allbekannten negativen Leistungskoeffizienten bei dem Halbleiter Silizium von  $-0,5\%/K$  und der bei einer Standardtemperatur von  $25^{\circ}C$  gemessenen Modulnennleistung treten bei Modultemperaturen von  $55^{\circ}C$  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.

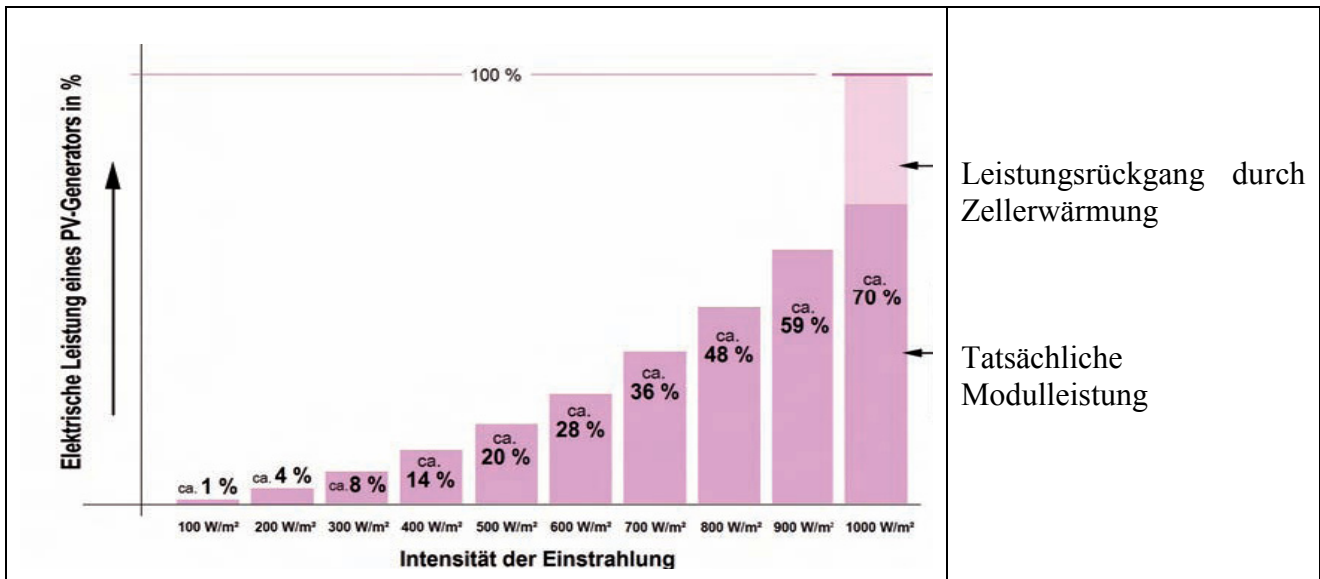


Bild 6: Leistungsverluste an PV-Modulen in Abhängigkeit der solaren Einstrahlung und den damit verbunden hohen Luft- und Modultemperaturen

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.

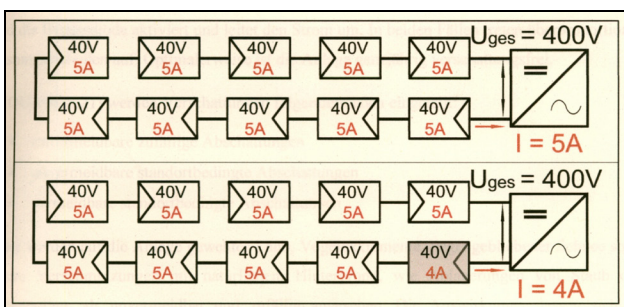


Bild 7: Mismatching am Beispiel eines verschattungsfreien und eines teilverschatteten PV-Strangs

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.

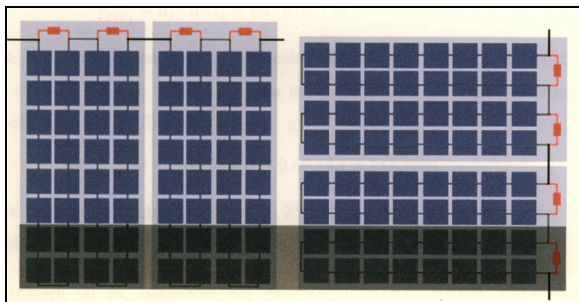


Bild 10: Anordnung der Module bei teilweiser Verschattung (Links: falsch, rechts: richtig)

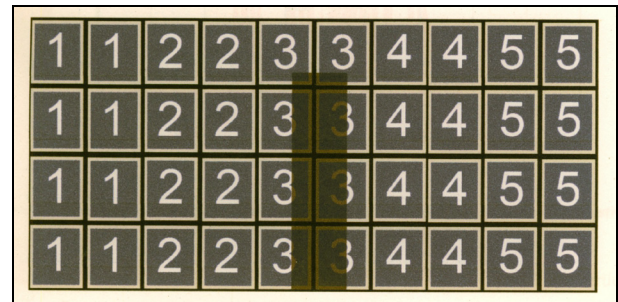
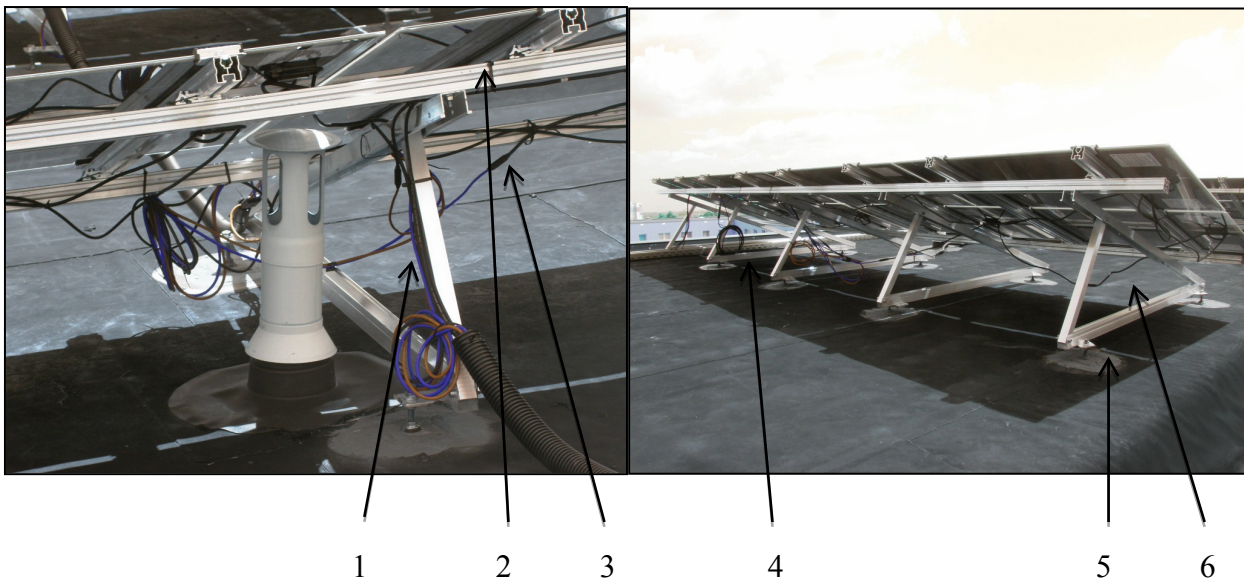


Bild 11: Beispiel für die richtige Verschaltung von Modulen zu einzelnen Strängen

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.

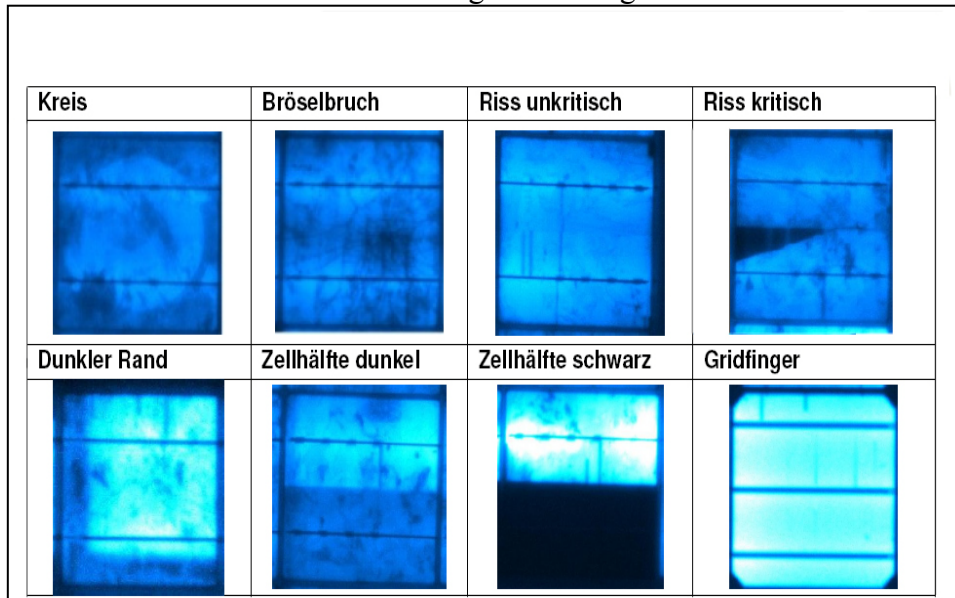


Bild 14: Mit einer Wärmebildkamera analysierte Fehler in Solarzellen

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.

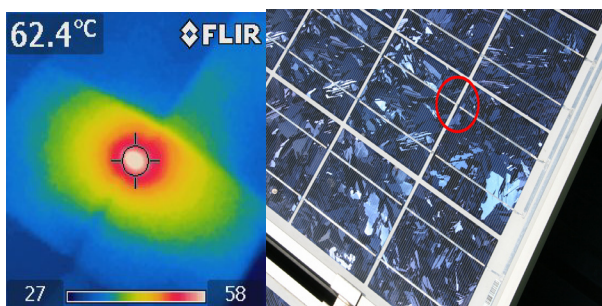


Bild 15: Zelltemperaturerhöhung durch kalte Lötstellen

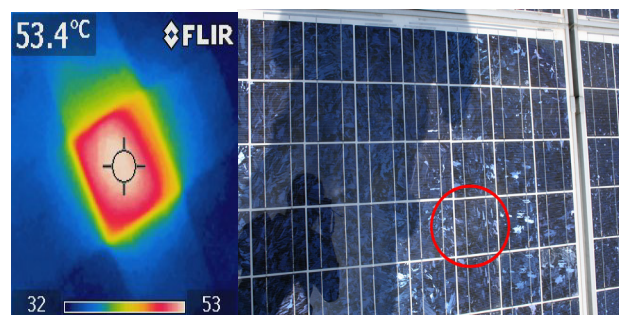


Bild 16: Zelltemperaturerhöhung durch Mikrorisse

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.

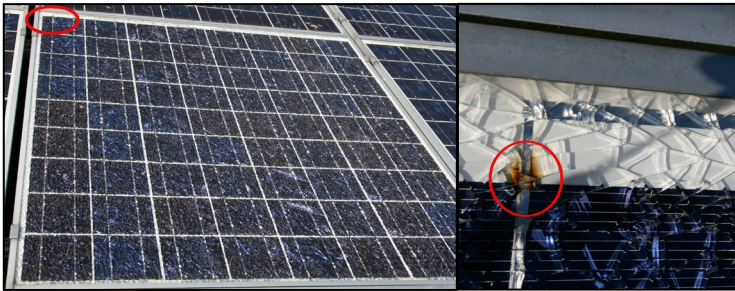


Bild 17: Glasbruch infolge zu hohen Zelltemperaturen bedingt durch kalte Lötstellen

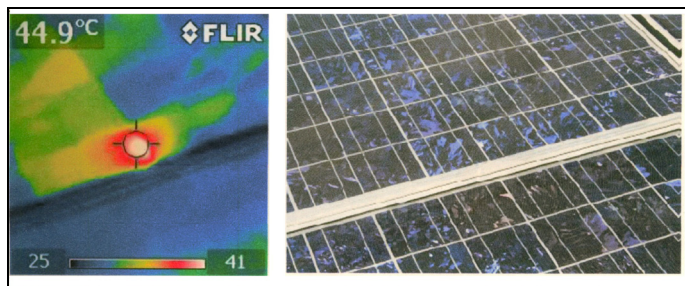


Bild 18: Unzulässige Modulerwärmung bedingt durch eine defekte Anschlussdose eines PV-Moduls

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

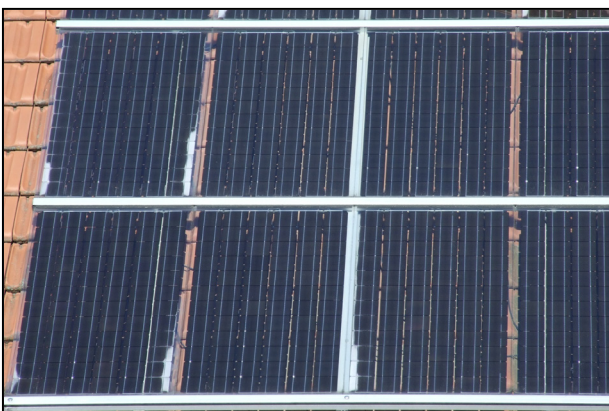


Bild 19: Module mit Delaminierungen

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.

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
<b>Modul</b>	Befestigungen Delaminierungen	„aufgerollte“ Montagesysteme Leistungsminderung
	Hot Spots	Überhitzung durch Kontaktprobleme infolge kalter Lötstellen
	Verschattungen Beschädigungen	örtlich/temporär/Nachträglichkeit Hagel/Sturm/Blitzschläge
<b>Wechselrichter</b>	Unterdimensionierung	Kappung von Leistungsspitzen in den Mittagsstunden
<b>Zubehör</b>	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 im 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 und auch auf die Dünnschichtsolartechnik auszuweiten.

# Hydrogen and its Technologies — The Exergetisation through Hydrogen Technologies makes more Technical Work from Energy<sup>1</sup>

By  
Carl-Jochen Winter, Ueberlingen<sup>2</sup>

**Abstract:** Hydrogen is not simply another addition to the energy mix of humankind. Hydrogen, like electricity, the other secondary energy carrier, is the so far last and finally lacking mix' component. It serves as an exergetisation agent of energy, it opens up dormant exergo-thermodynamic benefits along the rules of the Second Law of Thermodynamics, it helps making more technical work from energy. The submitted paper gives the forthcoming introduction into the efficient and environmentally and climatically clean hydrogen energy economy and describes technical challenges of the hydrogen engineers in many industrial branches.

**Abstrakt:** Wasserstoff ist nicht simple ein weiterer Beitrag zum Energiemix der Menschheit. Wasserstoff, ähnlich Elektrizität, der andere Sekundärenergieträger, ist die bislang letzte, noch fehlende Komponente im Mix. Sie dient der Exergetisierung, sie zieht brachliegenden exergothermodynamischen Nutzen aus der Anwendung der Vorschriften des Zweiten Satzes der Thermodynamik, sie hilft, mehr Technische Arbeit aus Energie zu gewinnen. Das vorliegende Manuskript gibt eine Beschreibung des Weges in die bevorstehende effiziente sowie umwelt- und klimaökologisch saubere Wasserstoffenergiewirtschaft und skizziert technische Herausforderungen für den Wasserstoffingenieur in vielen Industriebranchen.

Energy was never something static: The centuries did and still do alter the playground. Not too long ago, in the late 18<sup>th</sup> century coal started to replace the renewable energies of the first solar civilisation, the only forms of utilized energy since the advent of humans on earth. The 19<sup>th</sup> century was coal's century, beginning at its end piece by piece replaced by oil and gas. After the market advent of Siemens' electrical generator and Edison's light bulb around the turn of the 19<sup>th</sup> to the 20<sup>th</sup> century, electricity began its triumphal procession which — after more than 100 years now — has by no means come to an end. The middle of the 20<sup>th</sup> century saw nuclear fission, and first timid, apologetic renewable energies, now of the second solar civilisation, which is characterized by human-made inventions that did not exist in the first civilisation such as the photovoltaic cell, the fuel cell, the modern wind generator, among others. Never did humans utilize only one form of energy, never did an incoming one completely replace the “old” ones; humans' ever increasing thirst for energy needed them all: heterogeneity grew! Truly: Not in vain, we may wait “until something better comes along” (David S. Scott).

What will that be? What does the energetic 21<sup>st</sup> century hold in hidden stock? – No one really already knows. It may be fusion, may be solar from space, may be thermal ocean layers' enthalpy differences, may be methane hydrates from deep sea floors. All these ideas (and many more) may or may not materialize. What, however, is clearly seen and urgent already now is three things:

- 1) As an indisputable policy obligation, nations have to get rid of their energy dependence; for instance energy-short Germany suffers under an almost life risking energy import dependency of some 75%!
- 2) The second factor of two in the energy equation besides primary energies, i.e., energy technologies and engineering skills, urgently needs to take over the dominating role! The importance of primary energy raw materials will be taking a downward slope, the importance of efficiency-raising technology skills an upward trend: Making more energy services from less

---

<sup>1</sup> Invited paper given at the 17th Symposium on the Utilization of Renewable Energy Sources and Hydrogen Technologies at the Stralsund University of Applied Sciences, 4 November 2010, Stralsund, Germany

<sup>2</sup> Professor Dr.-Ing. C.-J. Winter, Fellow and Vice President, The International Association for Hydrogen Energy (IAHE), Obere St.-Leonhardstr. 9, 88662 Ueberlingen, Germany, T/F +49 7551 944 5940/1, [cjwinter.ENERGON@t-online.de](mailto:cjwinter.ENERGON@t-online.de), [www.itsHYtime.de](http://www.itsHYtime.de)



primary feedstock is the creed! The name of the game is education, education, education! It is the “railroads” of the 19<sup>th</sup> century or the “information technology” of the 20<sup>th</sup>!

3) Energy needs to be cleaned up in order to meet the rigorous obligations vis-à-vis the environment and climate change.

At this point of my talk - well, did you really expect anything else from me? – hydrogen energy comes into play: Like electricity, its “running mate” in the secondary energy regime, hydrogen energy is exclusively technology-driven. There is no primary energy from which it can not be produced — coal, oil, gas, uranium, all sorts of renewables. Hydrogen energy policy is technology politics – truly a centrepiece of energy poor, but technology rich countries (like mine). Engineering skills are “energy”, “national energy” you are inclined to say! Hydrogen is environmentally and climatically clean, and, if generated from renewable energies, it is absolutely clean along its entire energy conversion chain.

Today, electricity and steel keep coal alive, tomorrow clean hydrogen will be keeping clean coal alive, which, for sure, will be utilized for many more decades to come. Coal-derived hydrogen even offers coal a renaissance in the transportation and home heating sectors, which account for some two thirds of the end energy demand of Germany! Hydrogen fuelled low temperature fuel cells aboard vehicles or in basements of residential homes support decentralized electricity generation, which, for the time being, lies fallow. From a multitude of excellently IT-controllable hydrogen fuelled rolling or stationary fuel cells a powerful and efficient clean virtual power plant will evolve as a competitor of the centralized power plants on line. Decentralised electricity is hydrogen-by-wire! But again: Novel energy technologies need well thought through transition periods and plentiful time, many decades up to half centuries until their irrevocability. Wishful thinking of the public and – here and there – of the political class seldom meet the realistic, down-to-earth assessments of engineers and economists. We observe that the laws of parliaments and the laws of physics increasingly drift apart, and it is unlikely to expect that the laws of physics will yield!

Hydrogen energy enjoys a stable historic fundament, since up to date two thirds of all atoms of fossil fuels burnt are already hydrogen atoms, with an ongoing upward trend. Hydrogen exergizes energy (something for exergo-thermodynamicists among us); it makes more technical work from energy. For the engineer the nearly 50% efficiency of modern coal fired power plants is admirable, no doubt. But there is more in it, if we return ad fontes: hydrogen inextricably helps reduce the painful irreversibilities in combustion, energy transfer and exhaust of energy conversion chains.

In a nutshell: “We are bad farmers, because we have too much land” (Benjamin Franklin); paraphrased we read: we are bad energy engineers, because we have too much energy (raw materials). Consequently, thinking and acting in primary energy raw materials was yesterday, thinking and acting in clean and efficient energy technologies is today’s challenge, and is to becoming tomorrow’s. “No-energy (raw materials) energy supply” is perhaps a little too far fetched, but not at all a pie in the sky. Only three examples of many more: The solar-hydrogen home needs (almost) no energy from the market; auto makers trim their gas guzzling vehicles to admirable 3 litres per 100 kilometre or less, cutting down in parallel on cost, noise, fuel burnt, and emissions; German industry’s energy productivity regularly comes down by 1 to 2 percent per annum! — Already in the early 1990s the Enquête-Commission of the German Bundestag “Protection of the Earth’s Atmosphere” recommended to the Federal Parliament, unanimously with the votes from both sides of the aisle, to run the country with 60% national energy efficiency instead of today’s meagre 30% (btw, the world’s figure is some 10% — bitter to say!). With the technologies at hand, what is lacking is the political will and economic viability: The price of oil is still too low. But let’s be patient here, time will tell, it works in our way!

Bluntly said, with or without hydrogen ...

- ... decarbonization of fossil fuels is climatically mandatory, with hydrogen, however, less irreversibilities make the process much more efficient.
- ... utilization of renewable energy is due, but with hydrogen so far fallow lying huge far away sources will becoming storable and transportable, and get entry to the global energy trade market — such as Patagonian wind, Australian solar, African solar.

- ... exergetically highly efficient low temperature fuel cells in transportation and buildings at the back end of national energy conversion chains are in a dormant position waiting for their fuel, with hydrogen the so far hidden great potential of decentralised electricity will be opened up.
- ... environmental and climatic cleanness urge energy raw materials' transport around the globe getting rid of trafficking in pollutants and potential greenhouse gases, with decarbonization already at the mines' outlet trafficking in clean hydrogen becomes obvious.

I am now going to close my talk with seven recommendations for action in erecting the up and coming hydrogen energy economy: actions speak much louder than words!

I For the power plant engineer:

- Stop burning coal, gasify it instead, produce hydrogen (H<sub>2</sub>) and carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), sequester CO<sub>2</sub>, and utilize the H<sub>2</sub> cleanly and extremely efficiently in gas turbine/ high temperature fuel cell combined cycles or sell it on the hydrogen market

II For the exporter of fossil energy raw materials:

- Decarbonize fossil fuels and sequester CO<sub>2</sub> already at the mine's outlet and ship value-added clean hydrogen as a gas via natural gas/hydrogen pipeline networks or liquefied via cryotankers to global hydrogen markets, thus avoiding trafficking in environmental pollutants and potential greenhouse gases around the globe. Thereby, transfer the obligation to remove environmental pollutants and potential greenhouse gases from the raw materials' buyer to the raw materials' seller!

III For the developer of giant wind parks:

- Electrolize water with wind-generated electricity, liquefy hydrogen and ship it to the usually far away heavy energy user countries, thus allowing the so-far fallow-lying huge wind resources of the world to participate in the global energy trade

IV For the supplier of home heating systems:

- Exergize energy, i.e., make more technical work from energy with highly efficient hydrogen fuelled low temperature fuel cells simultaneously providing electricity and heat, and put together from a multitude of fuel cells a decentralized, environmentally and climatically clean IT-controlled power plant as a powerful competitor to the centralized plants on line — truly, a “hydricity” (Geoffrey Ballard) example of the two mutually interactive secondary energy carriers hydrogen and electricity! The highly efficient back end of the hydrogen energy conversion chain compensates for the moderately efficient front end of the chain.

V For the auto maker:

- Store hydrogen on board fuel cell vehicles and thus create a completely environmentally and climatically clean electrical transport system with vehicles of elevated efficiency, and the same weight, the same volume, and the same range as now customary.

VI For the aircraft engineer:

- Before supplying the jet engines with hydrogen fuel, take liquid hydrogen on board, re-gasify it by cooling the wing surfaces and, thereby, laminarizing the lower drag airflow, and then utilize the gaseous hydrogen in an efficient fuel cell for onboard electricity supply while parking at the airport-ramp or taxiing on the port's apron. Replace the noisy, polluting and inefficient kerosene fuelled auxiliary gas turbine power unit.

VII For the infrastructure technology developer:

- Bring stationary pressurized fuel cells and electrolyzers to market
- Excavate or leach out underground hydrogen storage capacities

- Install and operate liquefiers
- Install filling stations
- Run natural gas/hydrogen “NaturalHY” combined pipeline networks
- Develop LH<sub>2</sub> cryotankers and on-shore and on board re-gasification technology

I close quoting Max Planck: “The usual way a scientific truth becomes generally accepted is not that its opponents are persuaded and stand corrected, but that its opponents gradually die out and the next generation grows up with that truth just from its start”. — Don’t we really shame ourselves leaving it to the generation of our sons and daughters to erect the hydrogen energy economy? What hydrogen needs now is vigour, not fickleness; major capital, not petty cash; continuity, not ups and downs; and, perhaps the most important of all, conviction, not ambivalence!

Thank you for listening.

And be reminded: Beware of old men, they have nothing to lose (George Bernhard Shaw).

More to read:

Carl-Jochen Winter, Joachim Nitsch (Eds.), Hydrogen as an Energy Carrier, Technologies-Systems-Economy, Springer 1988, ISBN 3-540-18896-7, ISBN 0-387-18896-7

Carl-Jochen Winter, Hydrogen Energy – Abundant, Efficient, Clean; A Debate over the Energy System-of-Change, ew-special 1/2009, [www.vwew.de](http://www.vwew.de); [www.itsHYtime.de](http://www.itsHYtime.de)

Carl-Jochen Winter, Hydrogen Energy – Abundant, Efficient, Clean; A Debate over the Energy-System-of-Change, Elsevier, International Journal of Hydrogen Energy 34 (2009), S1-S52, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.05.063>; <http://energylocate.com/home/articles/news/169-hydrogen-energy-abundant-efficient-clean>

Jaime Vásquez, Hernando Sánchez, Luis Castro, Torsten Olejnik,  
Eduardo Mendieta, Víctor Velasco, Mayken Espinoza

**Solarthermische Substitution von Elektroenergie für Klimatisierung und  
Trinkwasserbereitung – eine Kooperation zwischen der Escuela Superior Politécnica  
del Litoral in Guayaquil (Ecuador) und dem Institut für Energie und Umwelt an der  
Fachhochschule Stralsund**

**ABSTRACT**

In the topical discussion about use of renewable energy sources, thermo solar supply (Domestic water heating, room heating, district heating, process energy, refrigeration and air conditioning, solar power plants, trigeneration, desalination, food-drying-processes) seems under-represented in the international focus. Because of a high correlation between refrigeration-demand, especially air-conditioning-demand, and the global radiation, it's an interesting and realistic idea, to use solar energy in that field, especially in the tropics and the subtropics. Chillers, which are using a heat-flow as main-energy-source, are well-known in technical applications since more than 50 years and they work reliable. Small adsorption-chillers, less than 10 kW power by use of a comparatively low temperature level, are available in the market since some years. Together with the substitution of electric domestic-water-heating should be realized a demonstration-system to give further recommendations, following the boundary conditions in Ecuador.

**Allgemeiner Hintergrund**

Weltweit werden jährlich ca. 135 Millionen Klimageräte verkauft. Überwiegend sind dies klassische Kompressions-Kältegeräte. Der Bedarf an elektrischer Energie beträgt hierfür selbst in Deutschland jährlich ca. 3.500 Gigawattstunden. Die Diskussion um künftige Preise für Elektroenergie, basierend auf der Verknappung der konventionellen Energieträger, sowie auch die Anforderungen an die Netzstabilität bei extremen Lastfällen (wie oft während Hitzeperioden durch Klimaanlageanlagen verursacht), haben den Einsatz von thermisch/solarthermisch angetriebenen Kältemaschinen in den Focus gerückt. Ein weiterer Aspekt sind die beträchtlichen, klimarelevanten Kältemittel-Leckverluste bei Kompressions-Kälteanlagen, während thermisch angetriebene Kälteaggregate, wie sie für die Klimatechnik Anwendung finden, diesbezüglich unbedenklich sind.

In den letzten Jahren wurde, namentlich durch einige deutsche Firmen, eine Reihe von Absorptions- und Adsorptions-Kältemaschinen auf den Markt gebracht, die einerseits im haustypischen Leistungsbereich von unter 10 kW und andererseits mit für solarthermische Wärmeerzeuger geeigneten Antriebstemperaturen arbeiten. In Ländern wie Deutschland, Spanien und Japan wurden durch eine repräsentative Anzahl von Modellvorhaben die technische Zuverlässigkeit und die energetische Effizienz erprobt.

**Situation in Ecuador**

Die Globalstrahlung beträgt im Küstenstreifen Ecuadors im Jahresmittel ca. das 1,6- bis 1,8-fache der Globalstrahlung in Deutschland und ist weitaus gleichmäßiger über das Jahr verteilt, obwohl erkennbare Unterschiede zwischen Trocken- und Regenzeit existieren. Entscheidend ist, dass deshalb i.d.R. ganzjährig Temperaturen auftreten, die in Wohn-, Arbeits- und sonstigen Aufenthaltsräumen eine Klimatisierung erforderlich macht. Der Kühlbedarf

befindet sich dabei in weitgehender Übereinstimmung mit dem Globalstrahlungsangebot, was die Nutzung der Solarenergie für Klimatisierungszwecke äußerst attraktiv macht.

Die ecuadorianische Versorgung mit Elektroenergie wird weitgehend durch Wasserkraft realisiert. Zwar steht deshalb die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emission im Land nicht vordergründig zur Diskussion, man ist aber an der Substitution von Elektroenergie deshalb dringend interessiert, weil es durch Regenmangel bzw. knappe Reservekapazität immer wieder zu erheblichen Beeinträchtigungen in der Versorgung mit Elektrizität kommt. Der wirtschaftliche Schaden ist teils immens und die Kosten für Zukäufe aus Peru und Kolumbien sind sehr hoch. Hinzu kommen Besorgnisse über die teils schwierigen politischen Beziehungen zu beiden Nachbarländern.

Aus einem weiteren Grund, für den die obigen Darlegungen sinngemäß gelten, ist die Solarthermie ein sehr interessanter Ansatz für Ecuador. Nahezu ausnahmslos wird die Duschwasserbereitung im Land über elektrische Durchlauferhitzer (Anschlussleistung pro Dusche ca. 5 kW) realisiert. Neben der energetischen Problematik, „edle“ Elektroenergie teuer und mit schlechtem Primärenergie- Nutzungsgrad zu Heizzwecken zu verwenden, fallen diese Duschen häufig aus und die Temperatur des Duschwassers ist schlecht regelbar. Schlimmer als dieser eingeschränkte Komfort ist jedoch oftmals der Zustand der Installation. Teils ist der elektrische Anschluss direkt in der Duschzelle geflickt, und nur durch Isolierband „geschützt“. Ein Fehlerstrom-Schutzschalter existiert meist nicht. Dem Vernehmen nach, kommt es öfter zu elektrischen Schlägen.

Es ist daher an der Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) in Guayaquil die Idee entstanden, durch ein Pilotprojekt zu untersuchen, inwieweit eine Kombination von solarthermisch betriebener Klimatisierung und solarthermischer Duschwasserbereitung im Wohnhausbereich einen Beitrag zur Lösung der beschriebenen Probleme leisten kann.



**Kompakt- Klimagerät**  
**Kühlleistung: 24.000 Btu/h (ca.7 kW)**  
**el. Anschlussleistung: 2,82 kW**



**Durchlauferhitzer-Duschkopf**  
**(ca. 5 kW)**

## Beschreibung des Kooperationsprojektes

Guayaquil bietet sich als Standort für ein derartiges Demonstrationsprojekt an, weil in dieser Stadt ca. 40% des gesamten Elektroenergiebedarfes von Ecuador anfallen. Neben der Bedeutung als Industriestandort spielt hierbei, wegen der klimatischen Bedingungen, der Energiebedarf für die Raumluftechnik die entscheidende Rolle.

Wegen einer Vielzahl von Behörden, Entscheidungsträgern sowie staatlichen und privaten Universitäten in der Stadt, ist die Multiplikatorwirkung hoch.

Ein geeignetes Objekt für die Untersuchung und Demonstration solch einer beschriebenen Kombi-Anlage in (kleineren) Wohnbereichen konnte im Gästehausbereich der ESPOL gefunden werden. Dort könnte sie auch hervorragend in die Ingenieurausbildung der ESPOL integriert werden. Die ESPOL ist eine staatliche Hochschule und hat in Lehre und Forschung die Nutzung der regenerativen Energietechnik zu einem Schwerpunkt gemacht. Die Umsetzung eines modernen Zentrums für regenerative und alternative Energietechnik wurde begonnen. Auch nach deutschen Maßstäben ist dieses Engagement beachtlich.



*„CENTRO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y ALTERNATIVAS“  
(CERA) an der ESPOL (im Aufbau)*



*Gästehausbereich der ESPOL  
(geplanter Standort der  
Demonstrationsanlage befindet sich links)*

## Erwartete Ergebnisse und Synergien

Durch das Pilotprojekt soll eine technische Beispiellösung für gegenwärtige und zukünftige Probleme bei der Versorgung mit Elektroenergie in Ecuador demonstriert werden. Die Betriebsergebnisse sollen Entscheidungsträgern, Fachplanern, herstellenden Firmen und Installateuren zugänglich gemacht werden und in der Ausbildung von Ingenieuren Anwendung finden. Ferner sollen durch die Realisierung Kompetenzen gebündelt werden und die Nutzung der Solarthermie in Ecuador angestoßen werden.

Bei einer Einzelanlage ist ein rein betriebswirtschaftlicher Nutzen in Bezug auf den (gegenwärtigen) Strompreis in Ecuador noch nicht zu erwarten. Obgleich der geschilderte Ansatz über solch rein betriebswirtschaftliche Betrachtungen hinaus geht, kann die Anlage Erkenntnisse liefern, die perspektivisch auch dieses Ziel erreichbar erscheinen lassen.

Die Betriebsergebnisse der Anlage sollen auch zeitnah in ein Folgeprojekt einfließen, das die Verbesserung der Lebensverhältnisse in einem ärmeren Siedlungsbereich in Guayaquil durch die Nutzung verschiedener regenerativer Energietechnik beinhaltet.

# „Industrielle Abwärme - Eine Potentialstudie für Deutschland“

Guillem Tänzer, Dr. Bodo Groß

IZES gGmbH / Altkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken, taenzer@izes.de

Abwärme fällt bei allen Energieumwandlungsprozessen in mehr oder weniger großem Umfang an und bleibt in vielen Fällen - insbesondere im verarbeitenden Gewerbe - unzureichend genutzt. Dabei oder gerade deswegen ist die Nutzung von Abwärme ein wichtiges Zukunftsthema im Bereich Energieeffizienz und Ressourcenschonung.

„Industrielle Abwärme - Eine Potentialstudie für Deutschland -“ zeigt die theoretisch nutzbaren Abwärmepotentiale im verarbeitenden Gewerbe in Deutschland. Die Sektoren Verkehr, private Haushalte, Handel und Dienstleistung wurden wegen geringerer Einsparpotentiale hierbei vernachlässigt. Als Grundlagen wurden Energieverbrauchsdaten des statistischen Bundesamtes für das verarbeitende Gewerbe sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden (im Folgenden immer als verarbeitendes Gewerbe bezeichnet) in Deutschland von 2008 ausgewertet. Das krisenbedingte Jahr 2009 wurde, um eine Repräsentativität zu gewährleisten, bei der Potentialermittlung nicht berücksichtigt. Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2008<sup>1</sup> insgesamt 3.966 TWh, abzüglich Umwandlungs- und sonstiger Verluste ergab dies ein Endenergieverbrauch von 2.535 TWh. Das verarbeitende Gewerbe hatte laut des statistischen Bundesamts<sup>2</sup> im Jahr 2008 einen Primärenergieverbrauch von 1.134 TWh. Die Auswertung der Daten ergibt, dass im Jahr 2008

*4,3 % der Betriebe mit 15 % der Beschäftigten, einem Umsatz von knapp 33 % erzielen und einen Energiebedarf von knapp 72 % des gesamten Energiebedarfs der Branche des verarbeitenden Gewerbes, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Deutschland haben!*

Durch die Festlegung von drei Temperaturbereichen (Hoch-, Mittel- und Niedertemperaturbereich<sup>3</sup>), einem Technologiescreening und der Analyse der energieintensivsten Sparten konnten anhand von zwei unterschiedlichen Berechnungsverfahren entsprechende Abwärmepotentiale ermittelt werden. In Variante 1 wurde branchenübergreifend mit gemittelten Energieverlustwirkungsgraden gerechnet. Dabei wurde entweder von einer reinen Wärmenutzung oder reinen Stromerzeugung ausgegangen. In Variante 2 wurden die verschiedenen Branchen auf ihre Abwärmepotentiale hin untersucht und zusätzlich gemäß den festgelegten Temperaturbereichen untergliedert.

Das theoretische Abwärmepotential in **Variante 1** beträgt rund und 299 TWh/a. Dabei können rund 269 TWh/a (CO<sub>2</sub>-Äquivalenz-Einsparung: 72.818.460 t<sub>CO2</sub>/a) bei angenommenen 10 % Übertragungsverlusten für reine Wärmeanwendungen genutzt werden. Für eine alleinige Erzeugung elektrischer Energie aus dem Abwärmepotential können maximal 44 TWh/a (CO<sub>2</sub>-Einsparung: 26.969.400 t<sub>CO2</sub>/a) bei einem angenommenen mittleren Nutzungsgrad von 15 % (Dampfturbine oder ORC-Anlage) bereitgestellt werden. Die Restwärmenutzung wird bei reiner Stromerzeugung nicht betrachtet.

In **Variante 2** wurde ein theoretisches Abwärmepotential von rund 283 TWh/a ermittelt. Für eine Wärmenutzung im Niedertemperaturbereich können rund 231 TWh/a (CO<sub>2</sub>-Äquivalenz-Einsparung: 62.616.780 t<sub>CO2</sub>/a) genutzt werden. Im Mittel- und Hochtemperaturbereich können durch Technologien wie Dampfturbine (angenommener mittlerer Wirkungsgrad von 30 %) oder ORC-Prozesse (angenommener mittlerer Wirkungsgrad von 15 %) rund 36 TWh/a elektrische Energie (CO<sub>2</sub>-Einsparung: 21.799.800 t<sub>CO2</sub>/a) bereitgestellt werden. Die dabei entstandene Niedertemperaturwärme wurde - im Gegensatz zu Variante 1 - zum Niedertemperaturbereich dazu addiert.

---

<sup>1</sup> AG Energiebilanzen e.V. ; Internet: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=64> ; 14.04.2010

<sup>2</sup> Stat. Bundesamt ; Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden; Deutschland 2008

<sup>3</sup> Hochtemperaturbereich: > 350 °C ; Mitteltemperaturbereich: 80-350 °C ; Niedertemperaturbereich: < 80 °C

*Vergleicht man die Ergebnisse der beiden Varianten mit dem Gesamtenergieverbrauch zur Wohnraumbeheizung für die Haushalte in Deutschland (453 TWh ; 17,9 % am Endenergieverbrauch 2008), so ergibt sich, dass alleine die - theoretisch nutzbare - Abwärme des verarbeitenden Gewerbes etwa 60 % bzw. 51 % dieses Energiebedarfs abdecken könnte (unter der Prämisse einer entsprechend ausgebauten Wärmenetzinfrastruktur).*

Die angegebenen theoretischen Abwärmepotentiale ergeben sich aufgrund der gewählten Randbedingungen. Die tatsächliche Nutzbarkeit wurde in der Betrachtung derzeit weder technologisch noch wirtschaftlich validiert. Diese Aufgabenstellungen müssen jedoch bei konkreten Vorhaben entsprechend detailliert behandelt werden. Aufgrund der Größenordnung kann jedoch ein entsprechender Handlungsbedarf abgeleitet werden.

**Kontakt & Auskunft:** IZES gGmbH, Dr. Bodo Groß, Altenkesseler Straße 17, 66115 Saarbrücken, Tel.: +49(0)681 / 9762-840, eMail: [gross@izes.de](mailto:gross@izes.de) und unter [www.izes.de](http://www.izes.de)



# „Die Brennstoffzelle in Deutschland: Zukunft oder Utopie?“

Guillem Tänzer, Dr. Bodo Groß

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

**Schlüsselwörter:** Brennstoffzelle, Wasserstoff, Energieforschungsprogramm, Förderung

## Zusammenfassung

Was macht eine nachhaltige Energiewirtschaft aus? Die Weiterentwicklung von innovativen Technologien zur Verringerung der Abhängigkeit fossiler, schwindender Energieträger und die Vermeidung klimarelevanter Treibhausgase? Bestimmt! Ist in Deutschland hierzu ein wirklicher Wille aus Politik und Wirtschaft zu erkennen? Die Antwort müsste hier lauten: teilweise! Erneuerbare Energien befinden durch das EEG im kontinuierlichen Ausbau, bei der Brennstoffzelle kann dagegen nur eine halbherzige Initiative erkannt werden, das Festhalten an der Atomwirtschaft ist die Rückkehr in das letzte Jahrhundert. Die Brennstoffzelle gehört zu denjenigen Technologien, mit großem Potential: Ob für die Hausenergieversorgung, im industriellen- oder im mobilen Bereich (Stichwort Elektromobilität), Brennstoffzellen sind ideale, mit hohen Gesamtwirkungsgraden verbundene Strom- und Wärmekraftwerke, skalierbar in jeder Größenordnung. In Verbindung mit regenerativen Energieträgern zur Bereitstellung von reinem oder chemisch gebundenem Wasserstoff könnten sie die Kraftwerke der Zukunft sein. Letztendlich gilt es diese Technologie zu beherrschen. Dies ist bisher nur eingeschränkt erfolgt, eine Dauerhaltbarkeit und Wirtschaftlichkeit ist (noch) nicht gegeben. Hier ist es Aufgabe der Politik, F&E und Industrie bzw. Hersteller, mit Hilfe von zielorientierten Forschungsprogrammen und Subventionen diese Technologie zur Marktreife zu entwickeln oder aber zu scheitern!

## Abstract

What means a sustainable energy sector? The advancement of innovative technologies to decrease the dependency of fossil, dwindling fuels and the prevention of greenhouse gases? Sure! Is in Germany to this topic really volition of policy and economy? The answer should be: partly! Renewable Energies are in a continued increase duo to the Renewable Energy Sources Act, the fuel cell is in contrast a ineffectual initiative, the hold on the nuclear industry is a return to the last century. Fuel cells are one of the technologies with the greatest potential: Whether for the home-supply, for industry- or mobile applications (e-mobility), fuel cells are perfect heat- and electricity plants, scalable for a large power range. In conjunction with the supply of pure- or chemical bounded hydrogen by renewable energies, fuel cells could be the plants of the future. Finally the technology must be controlled. This occurred constricted, there is (yet) no durability and cost effectiveness given. Here it is the challenge of the policy, the r&d and the industry respectively the manufacturers to develop this technology to marketability with the help of target-oriented research programs and subsidies or to fail!

*„Das Wasser ist die Kohle der Zukunft. Die Energie von morgen ist Wasser, das durch elektrischen Strom zerlegt worden ist. Die so zerlegten Elemente des Wassers, Wasserstoff und Sauerstoff, werden auf unabsehbare Zeit hinaus die Energieversorgung der Erde sichern.“*

Jules Verne, 1870 (Werk: Die geheimnisvolle Insel)

## 1. Einleitung

Die Bereitstellung von umweltfreundlicher, zeitlich „unbegrenzter“ und im hohen Maß verfügbarer Energie (Elektrizität und Wärme) gilt als eine der wichtigsten aktuellen und zukünftigen Herausforderungen für die Menschheit. Dazu muss die heutige Energieversorgung, geprägt von einer zentralen und größtenteils auf nichtregenerativen Energieträgern (u. a. Uran, Erdöl, Erdgas, Kohle) basierenden Kraftwerksstruktur, in den nächsten fünfzig bis hundert Jahren entscheidend verändert werden. Nicht zu vernachlässigen ist in diesem Zusammenhang die anerkannte klimaschädliche Wirkung des CO<sub>2</sub>, welches gerade durch die Nutzung der vorhandenen, nicht CO<sub>2</sub>-neutralen Energiereserven und Ressourcen weiterhin in erheblichen Mengen in die Atmosphäre emittiert wird. Zur Abwendung des drohenden Klimawandels müssen gemäß der aktuellen WWF Studie „Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050“ [1] die globalen CO<sub>2</sub> Emissionen um 80 %, die der Industrieländer um 95 % gesenkt werden. Ideal wäre, mag dies auch als Utopie angesehen werden, die Bereitstellung von umweltfreundlicher, unendlich verfügbarer (dezentraler) Energie weltweit. Das weltweite Lebensniveau könnte erheblich gesteigert, Konflikte wegen Energieressourcen könnten vermieden sowie der Klimawandel abgemildert werden. Insgesamt könnten heutige Disparitäten innerhalb einer gemeinschaftlich global agierenden Wirtschaft verringert werden. Es sollte daher das uneingeschränkte Ziel jeder Volkswirtschaft sein, eine umweltfreundliche und nachhaltige Energiewirtschaft zu forcieren – z. B. durch die Förderung entsprechender Technologien – denn sie könnte kommenden Generationen einen potentiellen Ausweg aus der befürchteten Energiekrise aufzeigen.

*Eine dieser identifizierten Schlüsseltechnologien ist die Brennstoffzelle.*

## 2. Die Entwicklung der Brennstoffzelle

Das Prinzip der Brennstoffzelle wurde bereits 1838 von Christian Friedrich Schönbein entdeckt. Mit der Entdeckung der elektromagnetischen Induktion 1831 durch Michael Faraday und die Konstruktion der Dynamomaschine 1866 durch Werner von Siemens ließen, in Verbindung mit der Dampfturbine, die Erfindung der Brennstoffzelle zur Erzeugung von Elektrizität in den Hintergrund rücken; gleiches gilt für die Erfindung der Verbrennungskraftmaschine. Beide Erfindungen sind die Grundlagen der heute geprägten modernen Mobilitäts- und Energiewirtschaft. Seit den 90iger Jahren erfahren Brennstoffzellen, neben in der Vergangenheit realisierten Nischenanwendungen für Raumfahrt und Militär, nach über 150 Jahren erneut breite Aufmerksamkeit. Hier einige Zeitungsmeldungen der letzten 20 Jahr:

„1998: Storm direkt aus Gas – Brennstoffzellen kommen zur Serienreife“

„2000: Revolution der zukünftigen Energieversorgung in der Haustechnik und Industrie mit stationären Brennstoffzellen – Marktwachstum in 10 Jahren auf 105 Mrd. € ;

„2003: Brennstoffzelle steht vor dem letzten Schritt zum Endkunden“

Heute, im Jahr 2010, kann man aufgrund dieser Meldungen zu dem Schluss gelangen, dass diese Aussagen hoffnungslos naiv bis übertrieben optimistisch waren. In Deutschland gibt es (im Gegensatz zu Japan<sup>1</sup>) aktuell kein serienreifes und marktverfügbares Brennstoffzellengerät mit elektr. Leistungen > 0,9kW. Ganz im Gegenteil ist eher ein Rückzug renommierter Firmen aus der Brennstoffzellenentwicklung zu beobachten:

*In den vergangenen beiden Jahren sind in Deutschland namhafte und finanzstarke Firmen und Konzerne aus der Brennstoffzellenforschung und -entwicklung ausgestiegen. Diese Entwicklung*

---

<sup>1</sup> In Japan werden über ENE-FARM die Brennstoffzellenheizgeräte von Toshiba und Eneos Celltech mit Leistungen von 700 W<sub>el</sub> und 900 W<sub>th</sub> zum Preis von 3,2 Mio. Yen (29.200 € ; Umrechnungskurs Stand 13.08.2010: 1 € = 109,616 Yen) angeboten.

veranlasst zur Sorge, einerseits weil aufgebautes Know-how (zumindest teilweise) verloren geht und andererseits (aufgrund oder gerade wegen des Ausstiegs großer Player) möglicherweise die Zukunft der Brennstoffzellentechnologie innerhalb der Branche (ebenfalls zumindest teilweise) nicht mehr im kommerziellen Sektor sondern allenfalls als Nischenprodukte bzw. im Bereich Raumfahrt und Rüstung gesehen wird.

Deshalb sollte der Nachhaltigkeitswille der Brennstoffzellenhersteller zukünftig noch kritischer hinterfragt werden, da ansonsten das Risiko besteht, dass die Technologie „Brennstoffzelle“ in Deutschland zur Utopie wird!

### 3. Nationale Brennstoffzellenhersteller

Grundsätzlich unterscheidet man folgende Brennstoffzellentypen: Die AFC (Alkalische Brennstoffzelle), die PEMFC (Hoch- & Niedertemperatur- Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle), die DMFC (Direktmethanol-Brennstoffzelle), die PAFC (Phosphorsäure-Brennstoffzelle), die MCFC (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle) und die SOFC (Festoxid-Brennstoffzelle). Die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in Deutschland betreffen derzeit hauptsächlich folgende Brennstoffzellentypen: HT- und NT-PEMFC, DMFC, MCFC und SOFC.

In Deutschland sind derzeit diese BZ-Hersteller<sup>2</sup> aktiv:

\*Nischenmärkte

Hersteller	Typ	Technologie	Leistung [kW]	
			elektrisch	thermisch
SFC Energy AG*	EFOY	DMFC	0,025-0,09	-
Baxi Innotech GmbH	GAMMA 1.0	PEFC	1	1,7
Hexis AG	Galileo 1000N	SOFC	1	2
Ceramic Fuel Cells Limited	BlueGen	SOFC	2	1
inhouse5000 Konsortium	inhouse5000	PEFC	4,25	10
Vaillant GmbH	Prototypen	SOFC / PEFC	1 / 4,6	2 / 7
Siemens AG*	SINAVY BZM 34/120	PEFC	34 / 120	-
MTU onsite energy GmbH	HM 400	MCFC	345	250

Tabelle 1: Nach elektr. Leistung gelistete Hersteller von Brennstoffzellen in Deutschland, IZES gGmbH

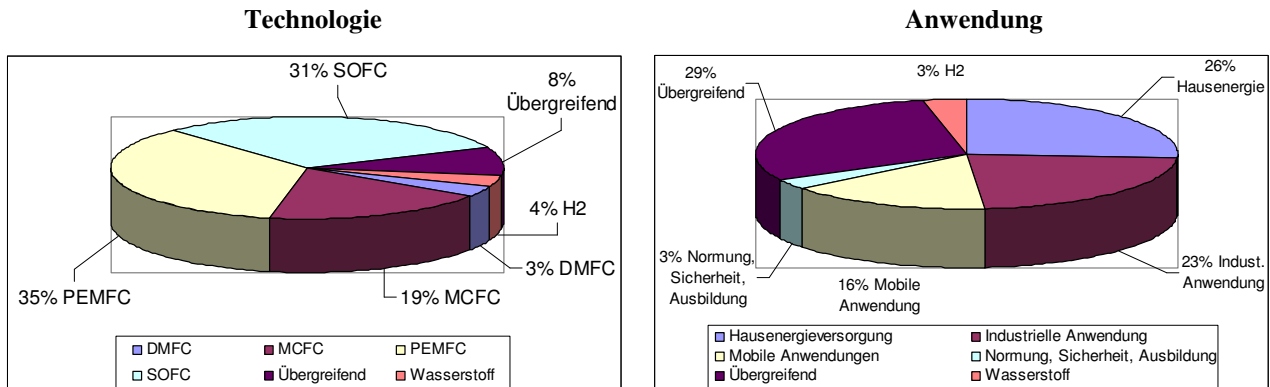
### 4. Die Brennstoffzellenförderung in Deutschland

Der Einstieg in die Förderung der Brennstoffzellentechnologie begann in der Bundesrepublik Deutschland zu Anfang der neunziger Jahre mit dem 3. Energieforschungsprogramm. Das 4. Energieforschungsprogramm (EFP) [3] wurde 1996 vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie formuliert und endete im Jahr 2005, fortgesetzt durch das 5. Energieforschungsprogramm [4].

Bestandteil des 4. EFP war eine breite, weitgehend inhaltsoffene Förderung der Brennstoffzellentechnologien. Insgesamt wurden innerhalb des 4. EFP 159 Mio. Euro (inkl. ZukunftsInvestitions-Programm, kurz ZIP) Fördermittel innerhalb von 137 Vorhaben bewilligt.

Das 5. Energieforschungsprogramm (EFP), aufgesetzt durch das damalige Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit im Jahr 2005, setzte konsequenterweise die Brennstoffzellenförderung des 4. EFP fort. Insgesamt wurden ab Anfang 2006 bis Mitte 2010 (inkl. Kleingeräteprogramm) ~ 103 Mio. Euro in 104 Fördervorhaben bewilligt mit dem Ziel, die Brennstoffzellentechnologie weiterhin auf breiter Ebene zu fördern (siehe Abbildung 1, n.S.).

<sup>2</sup> Trotz intensiver Anstrengungen bei der Marktanalyse erhebt die Auflistung keinen Anspruch auf Vollständigkeit.



**Abbildung 1: Prozentuale Verteilung der Fördermittel des 4. und 5. EFP (1998-2009) pro Technologie und pro Anwendung, IZES gGmbH [7]**

Federführend durch das Bundesverkehrsministerium wurde 2006 in Deutschland parallel, neben dem 5. EFP, das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) [5] mit einem Budget von 1 Mrd. € für eine Laufzeit von 10 Jahren verabschiedet, um die Markteinführung der Brennstoffzelle in Deutschland zu ermöglichen bzw. zu beschleunigen.

Zusätzlich wurde 2007 ein detaillierter Entwicklungsplan (Nationaler Entwicklungsplan „Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“, kurz NEP) [6] durch den Strategierat Wasserstoff und Brennstoffzellen erstellt, welcher den Einsatz der zur Verfügung stehenden Fördergelder erläutert. Insbesondere wurden Entwicklungspläne mit Zielen, Meilensteinen, Zeithorizont und Mitteleinsatz für Verkehr, stationäre Hausenergieversorgung, stationäre Industrieanwendungen und spezielle Märkte für BZ definiert. Zur Umsetzung der Ziele des NIP sowie zur Programmkoordination wurde Anfang 2008 die NOW GmbH (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellenorganisation) gegründet.

*Aber: Die Markteinführung der Brennstoffzellentechnologie in Deutschland ist noch kein Selbstläufer. Es ist weiterhin ein erheblicher Aufwand in die Grundlagen- und Materialforschung, Fertigungstechnik, Produktionstechnik, Komponentenentwicklung und Markteinführungsunterstützung notwendig [7].*

## 5. Fazit

Die beiden Energieforschungsprogramme (4. und 5. EFP) der Bundesregierung konnten innerhalb der letzten elf Jahre, als breit aufgestellte Programme, die Entwicklung und Optimierung der Brennstoffzellentechnologie vorantreiben. Zusätzliche Impulse durch eine Vielzahl von stationären Demonstrationsvorhaben hat das Zukunftsinvestitionsprogramm (ZIP) gesetzt. Mit dem Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) und dem Nationalen Entwicklungsplan (NEP) wurden weitere Fördermittel bereitgestellt sowie ein detailliertes Konzept zur Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnologie formuliert.

Letztendlich ist man derzeit jedoch noch deutlich von dem Schritt entfernt, marktreife nationale Brennstoffzellensysteme > 1 kW (stationär wie mobil) anbieten zu können. – die dazu noch zu lösenden Aufgaben sind vielfältig und komplex. Eine Ausnahme bildet die Firma SFC, welche mobile DMFC Brennstoffzellen im kleinen Leistungsbereich (25 - 250 W<sub>el</sub>) anbietet. Technologisch weit ausgereift ist das „Hot Module, HM 400“ von MTU onsite energy mit einer elektrischen Leistung von derzeit 345 kW. Auch im Bereich der Hausenergieversorgung (1 kW<sub>el</sub>) ist das Unternehmen Baxi Innotech GmbH, auch dank des eingesetzten Brennstoffzellenstapels der kanadischen Firma Ballard Power Systems Inc., auf einem guten Weg zur Serienreife. Vor dem Hintergrund der Weltwirtschaftskrise und dem vermehrten Ausstieg von wichtigen Industrie-

unternehmen aus der Brennstoffzellentechnologie in den Jahren 2008 und 2009 in Deutschland muss die Politik wie auch die Industrie Maßnahmen treffen, um in der nahen Zukunft, beispielsweise im Rahmen des 6. EFP, die Brennstoffzellentechnologie gemeinsam zur Marktreife zu entwickeln.

*Subventionen sind für die Brennstoffzelle unvermeidlich, um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen und vor allem um einen Markt zu generieren [8].*

Die zentralen technologischen Herausforderungen bleiben:

- Darstellung von Möglichkeiten zur Herstellung von Wasserstoff aus möglichst sehr hohen Anteilen regenerativer Energieträger.
- Aufbau einer geeigneten Speicher- und Netzstruktur als Grundlage einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft.
- Entwicklung von voll funktionsfähigen, langlebigen und wirtschaftlich zu betreibenden Brennstoffzellen für private-, industrielle- und mobile Anwendungen.

Bei all diesen Überlegungen ist die Verfügbarkeit des Sekundärenergieträgers Wasserstoff nicht zu vernachlässigen. Solange Wasserstoff mittels fossilen Ressourcen hergestellt wird (Dampf- reformierung o.ä.), macht dessen Nutzung in stationären und mobilen Brennstoffzellen, zumindest aus klimarelevanter Sicht, wenig Sinn, da die fossilen Ressourcen mit besserem Nutzungsgrad auch direkt genutzt werden können. Ungeklärt dabei bleibt die Frage, ob der Wasserstoff in reiner oder chemisch gebundener Form verfügbar sein sollte.

Bedanken möchten wir uns beim Projektträger Jülich und beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie für die uneingeschränkte Unterstützung bei der Durchführung der Evaluation des BMWi-Förderschwerpunktes Brennstoffzellen/Wasserstoff [7] mit dem Kennzeichen ET06904A-2-09, dessen Aussagen auch in diese Veröffentlichung eingeflossen sind.

## **6. Quellenangaben / Referenzen**

- [1] WWF Deutschland ; „Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050“ ; Oktober 2009
- [2] Gummert/Suttor: „Stationäre Brennstoffzellen, Technik und Markt“ ; C.F. Müller Verlag ; 2006
- [3] 4. Programm Energieforschung und Energietechnologie; Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie ; Bonn 1997
- [4] Innovation und neue Energietechnologien, Das 5. Energieforschungsprogramm ; Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit ; Berlin, Juli 2005
- [5] Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) ; BMVBS, BMBF, BMWi ; 08.05.2006
- [6] Nationaler Entwicklungsplan (NEP), Version 2.1 ; „Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ ; Strategierat Wasserstoff u. Brennstoffzellen ; 30.04.2007
- [7] Externe Version ; Schlussbericht zur Evaluation des BMWi-Förderschwerpunktes Brennstoffzellen/Wasserstoff im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), begleitet durch den Projektträger Jülich (PtJ) ; IZES gGmbH ; Saarbrücken ; 09. April 2010
- [8] Endbericht zum Sachverständigenauftrag (Projekt Nr. 85/05) ; „Analyse und Bewertung von Instrumenten zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellen im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit“ ; IZES gGmbH ; Saarbrücken, 15. September 2006

# Platinfreie Katalysatoren für die Wasserstoff / Wasserstoffperoxid-Brennstoffzelle

Annette-E. Surkus<sup>a</sup>, James R. Noyes<sup>a</sup>, Jagadeesh V. Rajenahally<sup>a</sup>, Henrik Junge<sup>a</sup>,  
Natalie Savastenko<sup>b</sup>, Volker Brüser<sup>b</sup>, Matthias Beller<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Leibniz-Institut für Katalyse e.V. an der Universität Rostock, Albert-Einstein-Str. 29a, D-18059 Rostock,

<sup>b</sup> INP Greifswald e.V., Felix-Hausdorff-Str. 2, 17489 Greifswald

[annette-enrica.surkus@catalysis.de](mailto:annette-enrica.surkus@catalysis.de)

**Schlüsselwörter:** PEM-Brennstoffzelle, Katodenkatalysator, RDE, ORR, Elektrochemie, platinfrei, Pyrolyse, Plasmabehandlung

**Zusammenfassung:** Lebensdauer, Kosten und Wirkungsgrade von heutigen Brennstoffzellensystemen werden entscheidend durch die verwendeten Katalysatoren bestimmt. In den PEM-Brennstoffzellen werden momentan noch Platin bzw. Platingemische verwendet, die neben dem Kostenfaktor auch eine signifikante Überspannung und damit eine unzureichende Verwertung des O<sub>2</sub> aufweisen. Daher wird gegenwärtig intensiv an einem Ersatz des Platins durch Nichtedelmetalle wie Eisen oder Kobalt geforscht. Diese Katalysatoren können sowohl durch die Pyrolyse von Makrozyklen, wie z.B. dem FeTPFPFPPCl, oder durch Beladung eines Kohlenstoffträgers mit getrennten Metall- und Stickstoff-Prekursoren und anschließender Behandlung synthetisiert werden. Erfolgreich wurde ebenfalls die Plasmabehandlung unter N<sub>2</sub>-Atmosphäre zur Erzeugung von katalytisch aktiven Zentren herangezogen und mit der herkömmlichen Technik der Pyrolyse verglichen.

**Abstract:** Durability, costs and efficiencies of today's fuel cell systems are determined crucially by the used catalysts. In the PEM fuel cells, expensive platinum or platinum mixtures based catalysts are used, which exhibit a significant overvoltage and thus an insufficient utilization of the O<sub>2</sub>. Therefore, great efforts have been made towards replacement of platinum by non-noble metals like iron or cobalt. These catalysts can be synthesized by pyrolysis of macrocycles, like FeTPFPFPPCl, or by loading of carbon carrier with separated metal and nitrogen precursors and following treatment. The plasma treatment under N<sub>2</sub>-atmosphere was also successfully tested for the synthesis of catalytic active centres and the results were compared with the conventional technology of pyrolysis.

PEM-Brennstoffzellen gehören aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades und ihrer geringen Emissionen zur den Energiewandlersystemen der Zukunft. Momentan ist ein flächendeckender Einsatz dieser Technologie noch nicht möglich. Bedingt durch den notwendigen Einsatz von Platin

als Katodenkatalysator sind die PEM-Brennstoffzellen zu teuer, anfällig auf Verunreinigungen durch andere Gase (z.B. CO) und aufgrund der Korrosion des Kohlenstoffträgers nicht ewig einsetzbar. Ebenso kann noch nicht der theoretische Wirkungsgrad erreicht werden, da eine Überspannung bei der Sauerstoffreduktion am Platin auftritt. So wurden in den letzten Jahren zahlreiche Forschungen getätigt, um das Platin durch möglichst Nichtelegmetalle wie Eisen und Kobalt zu ersetzen, und die Stabilität und katalytische Aktivität dieser Katalysatoren durch geeignete Behandlungen zu verbessern.

Es wurde nachgewiesen, dass die Schaffung von  $\text{MeN}_x$  ( $x=2,4$ )-Strukturen im Kohlenstoffträger zur Bildung von katalytisch aktiven Zentren führt.[1] Dabei kann sowohl von Verbindungen ausgegangen werden, die bereits diese  $\text{MeN}_x$  ( $x=2,4$ )-Strukturen enthalten (z.B. FeTPFPPI) bzw. auch eine Synthese dieser Zentren ausgehend von einer einfachen Eisenquelle und einem Stickstoff-Prekursor direkt auf dem Kohlenstoffträger durchgeführt werden. Anschließend ist immer ein thermischer Schritt notwendig, um die  $\text{MeN}_x$  ( $x=2,4$ )-Strukturen in die Kohlenstoffmatrix einzubauen und die Leitfähigkeit und Stabilität des Materials zu erhöhen. Neben der Pyrolyse (Ar, 800°C, 2h) wurde auch die Plasmabehandlung ( $\text{N}_2$ , 150W, 30min) als neuartige Behandlungsmethode herangezogen.[2],[3]

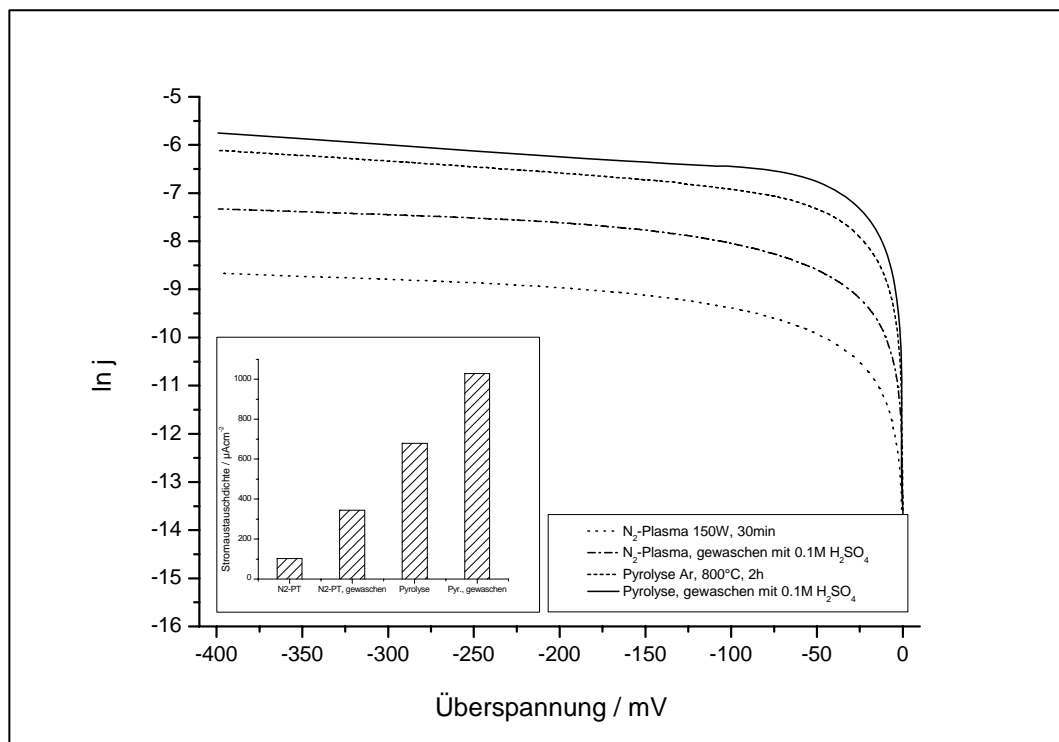


Abbildung 1: Elektrochemisch ermittelte TAFEL-Plots und resultierende Stromausdichten von verschieden behandelten FeTPFPPI-Katalysatoren (20 Masse% auf Vulcan)

Im Vergleich mit den herkömmlichen Platinkatalysatoren konnten für die unterschiedlich behandelten Katalysatoren im elektrochemischen Test (Abbildung 1) bereits beachtliche katalytische Aktivitäten erzielt werden; jedoch sind noch weitere Arbeiten zur Verbesserung der katalytischen Leistung und der Stabilität notwendig.

### **Referenzen:**

- [1] Faubert, G., Lalande, G., Côté, R., Guay, D., Dodelet, J. P., Weng, L. T., Bertrand, P., Dénès, G., *Electrochimica Acta* 1996, 41, 1689-1701.
- [2] Savastenko, N. A., Brüser, V., Brüser, M., Anklam, K., Kutschera, S., Steffen, H., Schmuhl, A., *Journal of Power Sources* 2007, 165, 24-33.
- [3] Brüser, V., Savastenko, N., Schmuhl, A., Junge, H., Herrmann, I., Bogdanoff, P., Schröder, K. *Plasma Processes and Polymers* 2007, 4, 94-98.



# SOLARZELLEN DER DRITTEN GENERATION AUF DER BASIS VON SILIZIUM-NANOSTRUKTUREN

Bert Stegemann

*Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Wilhelminenhofstr. 75a, 12459 Berlin,  
Email: bert.stegemann@htw-berlin.de*

**Schlüsselwörter:** Photovoltaik, Solarzellen, Silizium, Nanostrukturen, Photoleitung

**Zusammenfassung:** Neuartige Solarzellkonzepte mit theoretisch extrem hohen Wirkungsgraden (Solarzellen der Dritten Generation) auf der Basis von Si/SiO<sub>2</sub>-Nanostrukturen werden derzeit intensiv untersucht. Ihre Realisierung kann z.B. mittels Multi-Quantenschicht-Strukturen, die aus abwechselnd aufeinanderfolgenden, nur jeweils wenige Nanometer dünnen Si- und SiO<sub>2</sub>-Schichten bestehen, wobei der quantenmechanische Effekt, dass die Bandlückenenergie mit abnehmender Silizium-Schichtdicke zunimmt, ausgenutzt wird. Eine grundlegende Forderung liegt in der Präparation von ultradünnen, kristallinen Si-Schichten mit möglichst perfekten Si/SiO<sub>2</sub>-Grenzflächen. Aktuelle experimentelle Ergebnisse zur Herstellung und Charakterisierung derartiger Strukturen werden hier vorgestellt und diskutiert.

**Abstract:** Novel solar cell concepts with potentially very high efficiencies (i.e., third generation solar cells) on the basis of Si/SiO<sub>2</sub> nanostructures are currently in the focus of intense research. They can be realized e.g. by using multilayer quantum structures that consist of alternating ultrathin Si and SiO<sub>2</sub> nanolayers utilizing the quantum size effect that the band gap energy increases with decreasing silicon film thickness. An essential prerequisite is the preparation of ultrathin crystalline Si layers with perfect Si/SiO<sub>2</sub> interfaces. In this contribution recent experimental results on the fabrication and characterization of such structures are presented and discussed.

## 1. Einleitung

Neuartige Solarzellenkonzepte, auch als Solarzellen der Dritten Generation bezeichnet, streben eine deutliche Reduzierung der Herstellungskosten im Vergleich zu den aktuell produzierten kristallinen Silizium-Solarzellen (Erste Generation) und Dünnschicht-Solarzellen (Zweite Generation) auf unter 0,5 \$/W<sub>p</sub> an. Dieses Ziel soll durch eine erhebliche Steigerung des Wirkungsgrades bei Aufrechterhaltung der Kostenvorteile der bereits jetzt eingesetzten Dünnschicht-Deposition-Techniken erreicht werden. Die drei Photovoltaik-Generationen sind in Abb. 1 in Abhängigkeit ihrer Wirkungsgrad- und Kostenpotentiale dargestellt [1]. Das Erreichen solcher Wirkungsgradverbesserungen erfordert das Überschreiten der sogenannten Shockley-Queisser-Grenze von etwa 32 % [2], die eine inhärente Wirkungsgradbegrenzung für konventionelle Solarzellen darstellt. Für die Realisierung derartiger Konzepte erscheinen Si/SiO<sub>2</sub>-Nanostrukturen unter Ausnutzung von Quantisierungseffekten attraktiv.

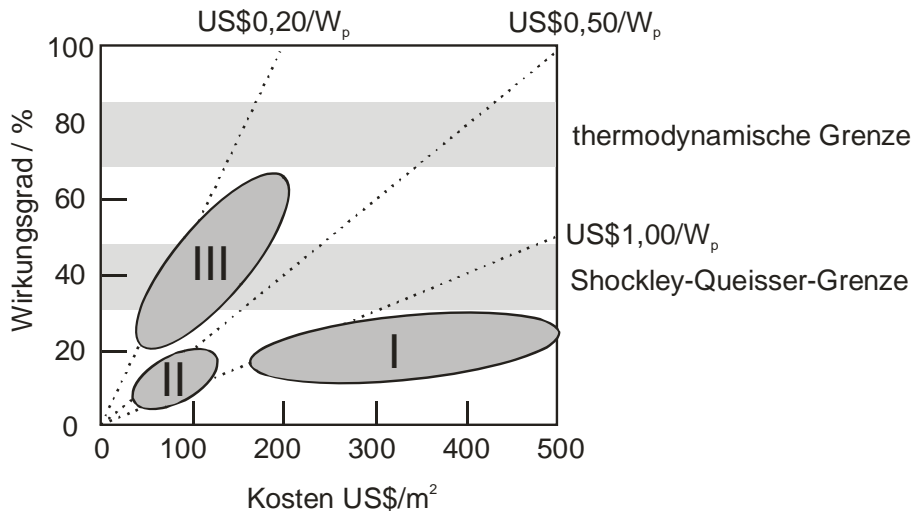


Abb. 1: Projektion der Wirkungsgrad- und Kostenpotentiale für Solarzellen der Ersten (I), Zweiten (II) und Dritten (III) Generation (nach [1]).

## 2. Solarzellenkonzepte der Dritten Generation

Hauptverlustmechanismen bei der Konversion des Sonnenlichtes sind (i) die Nicht-Absorption von Photonen mit Energien unterhalb der Bandlückenenergie (langwelliges Licht) und (ii) die Thermalisierung heißer Ladungsträger, die mit Energien oberhalb der Bandlückenenergie generiert werden (kurzwelliges Licht) und die im Zuge der Relaxation an die Bandkanten ihre Überschussenergie an das Kristallgitter abgeben. Allein diese beiden fundamentalen Mechanismen sind bereits für den Verlust von mehr als 50% der einfallenden Solarenergie verantwortlich.

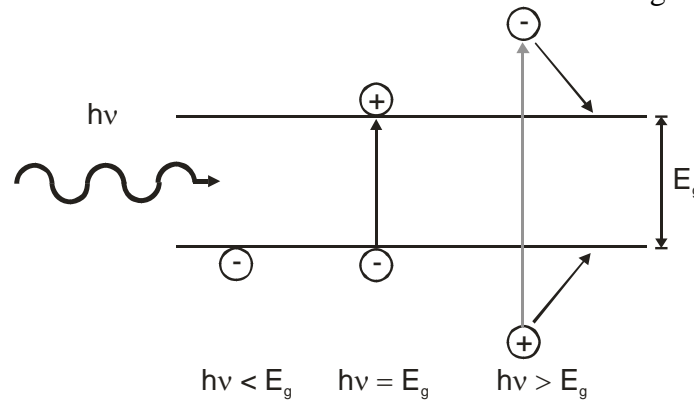


Abb. 2: Absorption von Photonen der Energie  $h\nu$  in einem Halbleiter mit der Bandlückenenergie  $E_g$ . Dargestellt sind 3 Fälle:  $h\nu < E_g$  (links),  $h\nu = E_g$  (Mitte),  $h\nu > E_g$  (rechts). Nur im Fall  $h\nu = E_g$  kann die Sonnenenergie zu 100% ausgenutzt werden.

Gegenwärtig werden drei grundlegende Ansätze verfolgt, um diese Verluste signifikant zu reduzieren und Wirkungsgrade oberhalb des Shockley-Queisser-Limits zu erzielen: (i) Erhöhung der Anzahl der Energieniveaus im Absorbermaterial, (ii) Generation mehrerer Ladungsträgerpaare pro einfallendem hochenergetischem Photon und (iii) Trennung heißer Ladungsträgerpaare bevor sie thermalisieren. Aussagen zum Potential und zu grundlegenden Vorteilen der einzelnen Ansätze sind mittels sogenannter *Detailed-Balance*-Modellierungen möglich [2].

Das einzige erfolgreich realisierte Konzept mit Wirkungsgraden oberhalb der Shockley-Queisser-Grenze sind derzeit Stapel-Solarzellen, die aus mehreren Halbleitern mit verschiedenen Bandlücken

bestehen (Ansatz (i)). Je nach Anzahl der verwendeten Einzelzellen werden diese Anordnungen als Tandem-, Tripel-, Quadrupel-Solarzellen usw. bezeichnet. Die Stapelung der Einzelzellen erfolgt entweder mechanisch oder als monolithischer Aufbau durch Gasphasenabscheidung der notwendigen Schichtsequenzen. Die Wirkungsgradgrenze, die hier Anwendung findet, ist das sogenannte thermodynamische Limit, das für den Fall von unendlich vielen aufeinander gestapelten Solarzellen mit optimal abgestimmten Bandlückenenergien unter maximal konzentrierter Sonneneinstrahlung 86,8 % beträgt. Für eine Tripel-Solarzelle liegt der theoretisch mögliche Wirkungsgrad bei 51 %. Der tatsächlich auf Laborebene realisierte Wirkungsgradweltrekord liegt aktuell bei 41,1 % (454-fach konzentriertes Sonnenlicht) und wird von einer 5 mm<sup>2</sup> großen Tripel-Solarzelle aus den III-V-Halbleitern GaInP/GaInAs/Ge gehalten [3]. Aufgrund der deutlich höheren Herstellungskosten werden solche Zellen zurzeit ausschließlich für Weltraumanwendungen als Energieversorgung von Satelliten eingesetzt.

### 3. Quanteneffekte in Silizium-Nanostrukturen

Große Anstrengungen werden derzeit unternommen, um hocheffiziente Stapel-Solarzellen kostengünstig auf der Basis des dominierenden photovoltaischen Materials Silizium zu entwickeln [1, 4-8]. Während bei III-V-Halbleitern die Bandlückenenergie über das Mischungsverhältnis der verwendeten Elemente eingestellt wird, kann aufgrund quantenmechanischer Überlegungen die Einstellung der Bandlückenenergie in Si-basierten Materialien über die Größe der verwendeten Strukturen erfolgen. Grundlegende Idee dabei ist das Ausnutzen von sogenannten Quantisierungseffekten (*Quantum Size Effects* oder *Confinement Effects*). Dies bedeutet, dass es auf atomarer Skala, d.h. in einer Größenordnung von wenigen Nanometern, keine eigentlichen Materialeigenschaften mehr gibt, sondern die Eigenschaften quantisiert sind und sich als Funktion der Größe ändern. Damit eröffnet sich die Möglichkeit, die Bandlückenenergie als Funktion der Si-schichtdicke gezielt einzustellen, siehe Abb. 3(a). Quantenmechanischer Hintergrund hierfür ist die Veränderung der Bandstruktur hin zu diskreten Energieniveaus aufgrund der räumlichen Einschränkung der Bewegungsfreiheit der Ladungsträger. Je nachdem, ob diese Einschränkung der Bewegungsfreiheit in einer, zwei oder in drei Dimensionen erfolgt, spricht man von Quantenschichten, -drähten bzw. -punkten [6, 8].

Der mögliche Aufbau einer solchen Multi-Quantschicht-Solarzelle ist in Abb. 3(b) schematisch dargestellt. Hierbei handelt es sich um eine Triple-Solarzelle, wobei zwei Solarzellen mit unterschiedlich dicken Si-Quantenschichten und somit verschiedener Bandlückenenergien auf eine klassische kristalline Si-Solarzelle gestapelt sind. Jede einzelne Solarzelle ist somit in der Lage, einen anderen Teil des Sonnenspektrums zu absorbieren. Als Barrierenmaterial fungiert SiO<sub>2</sub>, das eine ausreichend hohe Bandlückenenergie von 8,9 eV besitzt. Im dargestellten Beispiel sind Quantisierungs- und Ladungsträgertransportrichtung voneinander getrennt, da die Ladungsträgerextraktion in lateraler Richtung, d.h. parallel zu den Grenzflächen der Quantenschichtstruktur erfolgt. Denkbar ist aber auch das herkömmliche Konzept der Ladungsträgerextraktion über Front- und Rückseitenkontakt der Solarzelle [5, 9].

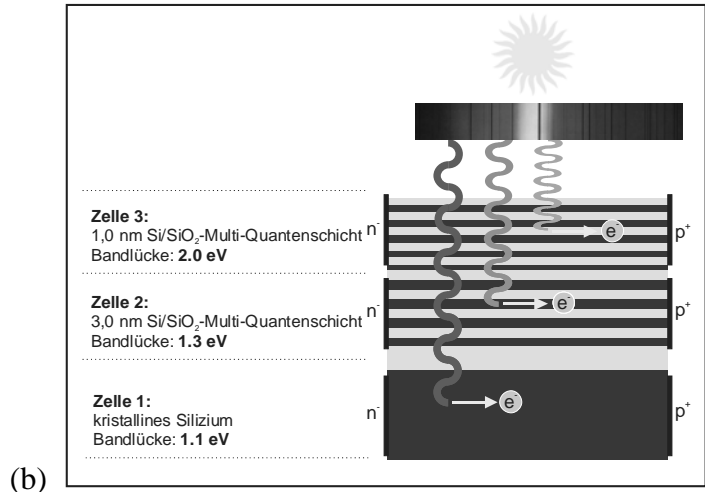
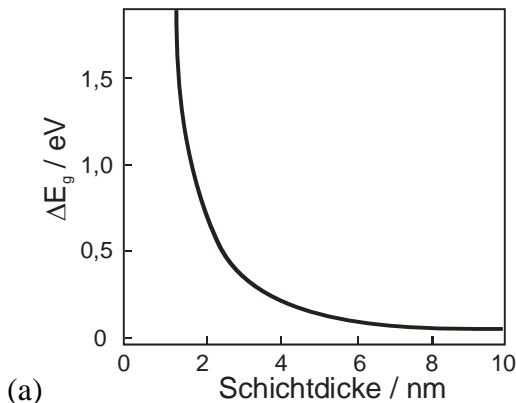


Abb. 3: (a) Zunahme der effektiven Bandlückenenergie in Si-Quantenschichten. Referenz ist kristallines Bulk-Si. (b) Schematischer Aufbau einer Si/SiO<sub>2</sub>-Tripel-Quantenschicht-Solarzelle. Zwei Solarzellen mit unterschiedlich dicken Si-Quantenschichten und somit unterschiedlichen Bandlückenenergien sind auf eine klassische kristalline Si-Solarzelle gestapelt.

#### 4. Experimentelle Ergebnisse

Grundbaustein einer solchen Multi-Quantenschicht-Solarzelle ist eine einzelne Silizium-Quantenschicht, die auf beiden Seiten von SiO<sub>2</sub>-Barrieren eingeschlossen ist. Die wohldefinierte Präparation einer solchen SiO<sub>2</sub>/Si/SiO<sub>2</sub>-Quantenschicht und die sorgfältige Analyse und Optimierung ihrer Eigenschaften sind somit wichtige Voraussetzungen und ein erster Schritt für die anvisierte Realisierung von Si/SiO<sub>2</sub>-Multi-Quantenschicht-Strukturen mit unterschiedlicher Periodizität.

In Abb. 4(a) ist eine hochaufgelöste Transmissionselektronenmikroskopie-Aufnahme des Querschnitts einer solchen Si-Quantenschicht mit einer homogenen Dicke von 7 nm zu sehen, die durch eine 2 nm dicke SiO<sub>2</sub>-Barriere bedeckt wird. Diese Probe wurde unter Ultrahochvakuum-Bedingungen in vier aufeinanderfolgenden Schritten hergestellt: (i) Abscheidung einer ursprünglich amorphen Si-Schicht auf einem Quarzglas(SiO<sub>2</sub>)-Substrat durch Elektronenstrahlverdampfung, (ii) Plasma-Oxidation mit thermalisierten, neutralen Sauerstoffatomen, (iii) Re-Kristallisation bei 1000 °C, (iv) Passivierung der Grenzflächendefekte mit Wasserstoff-Plasma [7, 10]. Innerhalb der Si-Schicht sind Netzebenen deutlich sichtbar, was auf eine hohe kristalline Ordnung hinweist. Diese Art der Präparation führt zu Si/SiO<sub>2</sub>-Grenzflächen, die nicht nur strukturell sondern auch chemisch abrupt sind. Dies ist deutlich im Röntgen-Photoelektronenspektroskopie(XPS)-Spektrum in Abb. 4(b) zu erkennen. Das dargestellte Spektrum des Si 2p Rumpfniveaus (p-Orbital der L-Hauptschale des Siliziums) zeigt eine ausgeprägte Doppel-Peak-Struktur mit Maxima im Abstand von etwa 4 eV. Diese Maxima stammen aus den Oxidationsstufen 0 und +4 und können entsprechend dem elementarem Si sowie dem SiO<sub>2</sub> zugeordnet werden. Dagegen sind von den intermediären Oxidationsstufen +1, +2, +3, die in der Regel den Übergang vom Si zum SiO<sub>2</sub> formen und die energetisch zwischen diesen beiden Maxima liegen, nur äußerst geringe Spuren zu finden [10, 11].

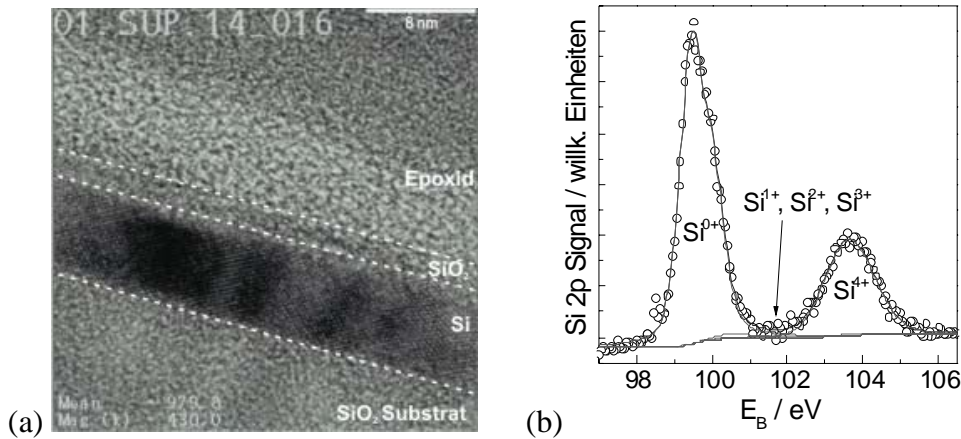


Abb. 4: (a) TEM-Querschnittsaufnahme einer einzelnen 7 nm dicken Si-Quantenschicht mit SiO<sub>2</sub>-Barrieren in atomarer Auflösung. Die Einbettung in Epoxidharz ist aus präparativen Gründen erforderlich. (b) XPS Si 2p-Spektrum der Quantenschicht (chemische Verschiebung).

Für die Anwendung in Solarzellen sind insbesondere die photoelektrischen Eigenschaften relevant. Diese wurden an einer solchen Quantenschicht durch Analyse der spektralen Abhängigkeit des lateralen Photostroms untersucht. Die Ladungsträgerextraktion in lateraler Richtung, d.h. parallel zu den Grenzflächen der Quantenschichtstruktur, bedeutet zwar eine Abkehr vom herkömmlichen Konzept mit Front- und Rückkontakt, allerdings lassen sich so die Ladungsträger barrierefrei abführen, was im Vergleich zum vertikalen Konzept eine um vier Größenordnungen höhere Extraktionseffizienz hervorgebracht hat [5, 9].

Abb. 5 zeigt die spektrale Abhängigkeit der internen Quantenausbeute  $Y_{\text{int}}$  der Photoleitfähigkeit für die 7 nm Quantenschicht. Es ist klar zu erkennen, dass auch in solchen ultradünnen Si-Schichten ein Photostrom nachweisbar ist. Der dominierende Anteil setzt im Energiebereich der direkten Bandlückenenergien des kristallinen Siliziums von 3,6 und 4,2 eV ein. Der Einfluss der Wasserstoff-Passivierung auf die photoelektrische Performance ist ebenfalls dargestellt, die Quantenausbeute erhöht sich etwa um eine Größenordnung infolge der Passivierung von Defektzuständen (*dangling bonds*) an den Si/SiO<sub>2</sub>-Grenzflächen mit Wasserstoff und der damit verbundenen Verringerung der Zustandsdichte in der Energielücke [7, 10].

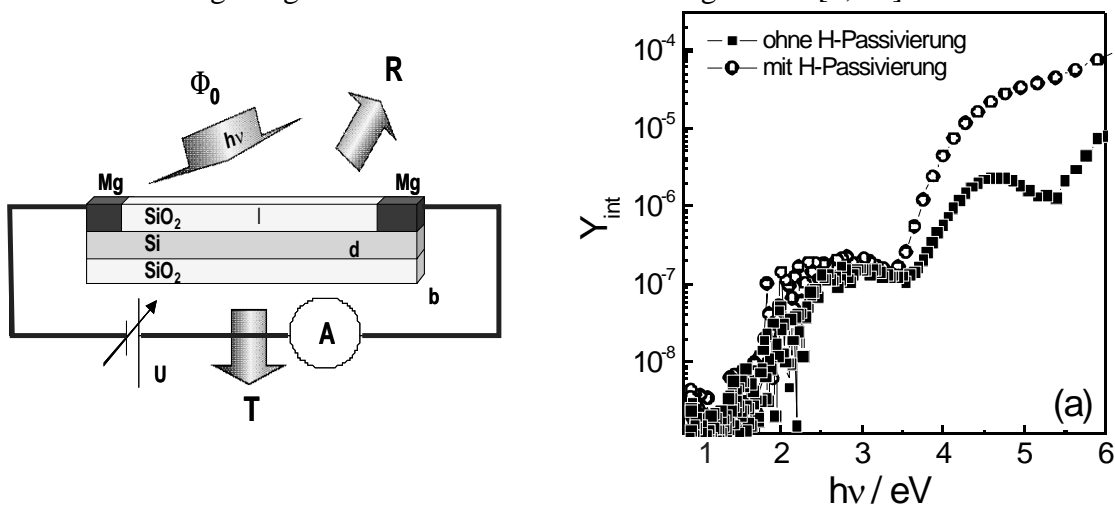


Abb. 5: Photoleitungs-messung an einer 7 nm dicken Si-Einzel-Quantenschicht vor und nach Defektpassivierung in Wasserstoffplasma. (a) Experimenteller Aufbau, (b) logarithmische Auftragung der spektralen Abhängigkeit der internen Quantenausbeuten  $Y_{\text{int}}$ .

## 5. Fazit

Die Konzepte der Solarzellen der Dritten Generation haben als Ziel eine deutliche Erhöhung des Wirkungsgrades über das Shockley-Queisser-Limit einer klassischen Solarzelle hinaus. Experimentell stecken diese noch in den Anfängen, die ersten Ergebnisse sind jedoch vielversprechend. Generell ist ein rapide zunehmendes Interesse an der Thematik der Nanostrukturen für hocheffiziente Solarzell-Konzepte zu verzeichnen, da darin langfristig die Zukunft der Photovoltaik gesehen wird. Dafür muss die Grundlagenforschung gestärkt und ein grundsätzlicher und langfristiger Materialforschungsansatz von Silizium-Nano-Materialien für die Photovoltaik verfolgt werden.

## 6. Danksagung

Herzlichen Dank an M. Schmidt, T. Lußky, D. Patzek, und U. Bloeck vom Institut für Silizium-Photovoltaik im Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH für die technische und experimentelle Unterstützung.

## 7. Referenzen

- [1] M.A. Green, *Third Generation Photovoltaics. Advanced Solar Energy Conversion*, Berlin, Springer 2005.
- [2] W. Shockley, H.J. Queisser, *J. Appl. Phys.* 32 (1961) 510.
- [3] M.A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, *Progress in Photovoltaics* 18 (2010) 144-150.
- [4] G. Conibeer, M. Green, R. Corkish, Y. Cho, E.-C. Cho, C.-W. Jiang, T. Fangsuwannarak, E. Pink, Y. Huang, T. Puzzer, *Thin Solid Films* 511-512 (2006) 654.
- [5] R. Rölver, B. Berghoff, D. Bätzner, B. Spangenberg, H. Kurz, M. Schmidt, B. Stegemann, *Thin Solid Films* 516 (2008) 6763-6766.
- [6] B. Stegemann, T. Lussy, A. Schoepke, M. Schmidt, in: *Proceedings 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference (2010) ICO.8.3*.
- [7] B. Stegemann, A. Schoepke, M. Schmidt, *Journal of Non-Crystalline Solids* 354 (2008) 2100.
- [8] B. Stegemann, D. Sixtensson, T. Lussy, A. Schoepke, M. Schmidt, in: *Proceedings 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference (2008)* 62-65.
- [9] R. Rölver, *Dissertation RWTH Aachen (2007)*.
- [10] B. Stegemann, A. Schoepke, D. Sixtensson, B. Gorka, T. Lussy, M. Schmidt, *Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures* 41 (2009) 1019–1024.
- [11] B. Stegemann, D. Sixtensson, T. Lussy, A. Schoepke, I. Didschuns, B. Rech, M. Schmidt, *Nanotechnology* 19 (2008) 424020.

## Bedingungen für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

Sieben Institute des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien haben ein „Energiekonzept 2050“ erarbeitet, in dem die Technologien dargestellt werden, die es bis 2050 erlauben, die Energieversorgung auf „erneuerbare Füße“ zu stellen. Außerdem werden auch die dazu gehörigen Infrastruktur- bzw. Randbedingungen vorgestellt. Wenn die Energiepolitik Energieeffizienz- und Speichertechnologien fördert, die Stromnetze ausbaut, das EEG und die Innovationsdynamik aufrecht erhält, kann das Energiesystem 2050 sogar um mehr als 700 Mrd. Euro preiswerter sein als das heutige.

Das Papier steht im Internet unter [www.fvee.de](http://www.fvee.de)<sup>1</sup>

Gerd Stadermann

FVEE Berlin

Erneuerbare Energien haben das größte energetische und technische Potenzial aller bekannten Energiequellen. Sie sind umwelt- und klimafreundlich, global einsetzbar, in wenigen Jahren die kostengünstigsten Energiequellen und sie genießen eine außerordentlich hohe gesellschaftliche Akzeptanz. Die erneuerbaren Energien können die Nutzung von Kohle, Erdöl, Erdgas und nuklearen Energien im Strom- und Wärmemarkt schrittweise reduzieren und langfristig vollständig ersetzen. Sie reduzieren damit die Abhängigkeit von Energieimporten, erhöhen die Energiewertschöpfung im Land und schaffen Arbeitsplätze /1/.

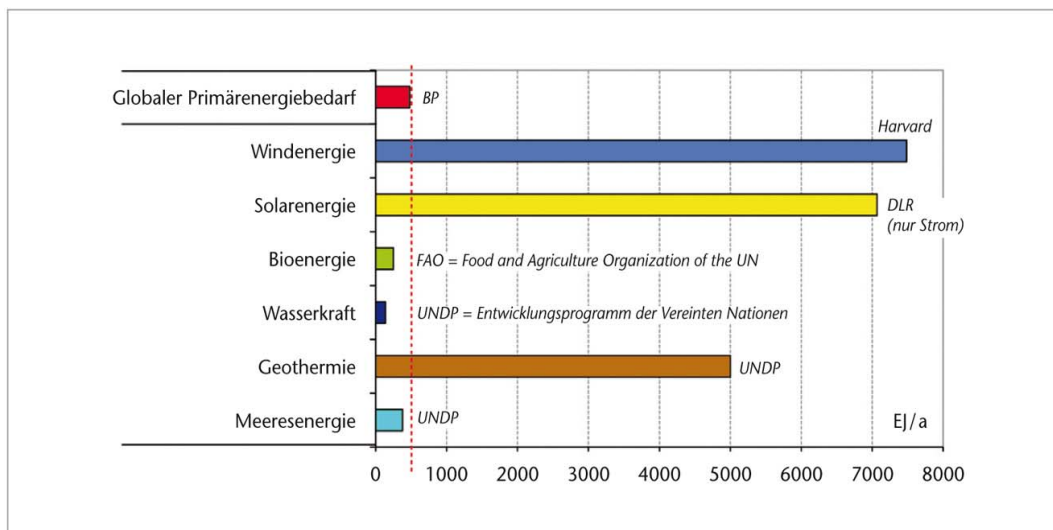


Abb. 1: Weltweites technisches Potenzial erneuerbarer Energien, Quelle: Fraunhofer IWES

Das Energiekonzept 2050 „Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien“ zeigt, dass sich die Energietechnologien der Erneuerbaren in den letzten Jahren mit einer nicht vorhersehbaren Rasanz entwickelt haben und dass sie das energetische Rückgrad bilden können für eine nachhaltige Energieversorgung.

<sup>1</sup> [http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision\\_fuer\\_nachhaltiges\\_energiekonzept.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision_fuer_nachhaltiges_energiekonzept.pdf)

## 1. Vollversorgung mit erneuerbaren Energien ist möglich

Die Technologien zur Nutzung der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz haben sich rascher entwickelt als erwartet. Die bemerkenswerten Fortschritte zeigen, dass bei anhaltender Innovationsdynamik schon 2050 in Deutschland ein Energiesystem realisiert werden kann, das zu 100 % auf erneuerbaren Energien basiert.

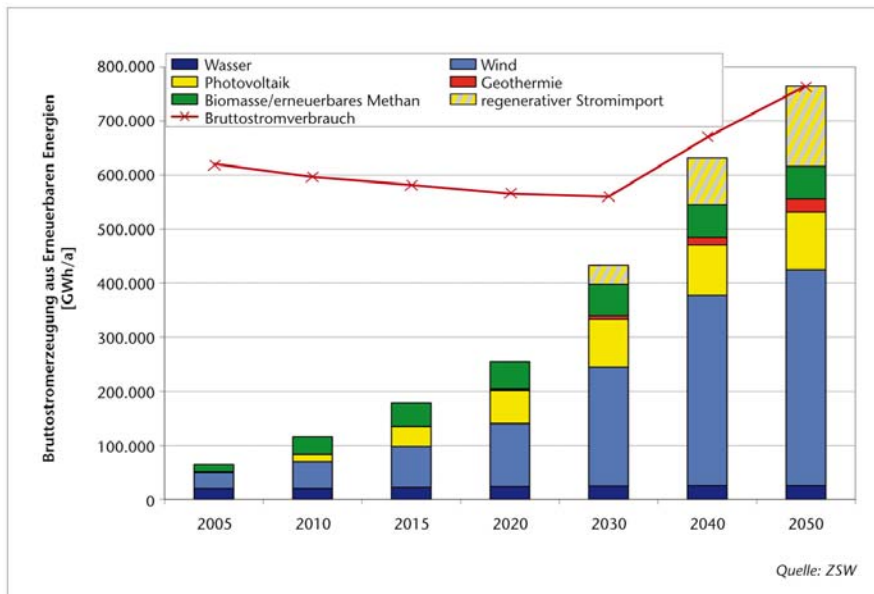


Abb. 2: erneuerbare Energien Bruttostromerzeugung und -verbrauch in Deutschland bis 2050, Quelle: ZSW

### Beispiele für technologische Weiterentwicklungen der letzten Jahre:

- **Energieeffizientes Bauen:** Signifikante Minderung der Bedarfe für Heizen, Kühlen, Belüften und Belichten von Gebäuden mittels Effizienzsteigerung der Bau- und Anlagentechnik (Niedrigenergie-, 3-Liter- und Passivhaus).
- **Kraft-Wärme-Kopplung:** Erhöhung der Bereitstellungs- und Nutzungseffizienzen durch Kombinationsmöglichkeiten erneuerbarer Energietechniken mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder mit Wärmepumpen.
- **Photovoltaik:** Stetige Kostenreduktion um durchschnittlich 7% pro Jahr in den vergangenen 10 Jahren durch Erhöhung der Wirkungsgrade, effizienteren Materialeinsatz und neue Produktionstechnologien.
- **Solarthermische Kraftwerke:** Entwicklung und Bau solarthermischer Kraftwerke mit großen Energiespeichern.
- **Elektromobilität:** Entwicklung der Elektromobilität und der damit verbundenen Chance, erneuerbare Energien auch im Verkehr effizient nutzen zu können.
- **Biomasse:** Entwicklung von Polygeneration-Verfahren zur energetischen Nutzung von Biomasse, um Strom, Wärme, Kälte und Kraftstoff zu erzeugen.
- **Wasserstoff:** Wasserstoffherzeugung durch Hochtemperaturelektrolyse mit Wirkungsgraden von bis zu 80% .
- **Brennstoffzellen:** Brennstoffzellen werden in großangelegten Feldtests für den Einsatz in der Gebäudeenergieversorgung, im Individualverkehr und im öffentlichem Nahverkehr erprobt.
- **Erneuerbares Methan:** Neue Konversionstechnologie, um aus erneuerbarem Strom und CO<sub>2</sub> erneuerbares Methangas zu erzeugen. Damit kann das Erdgasnetz unmittelbar als großer Speicher für erneuerbare Energien genutzt werden.



- **Regeneratives Kombikraftwerk:** Die Entwicklung regenerativer Kombikraftwerke für das koordinierte Zusammenspiel verschiedener EE-Technologien
- **Offshore Windkraftanlagen:** Die Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung mit einer neuen Anlagengeneration und verbesserte Windleistungsprognosen auf der Basis energiemeteorologischer Methoden
- **Netzintegration:** Entwicklung von Wechselrichtern, die zunehmend Systemdienstleistungen zur Netzstabilisierung übernehmen. Präzise Prognoseverfahren für die Leistungsvorhersage von Wind- und Solarkraftwerken.
- **Smart Grids:** Entwicklung von smart grids in Verbindung mit smart metering: Intelligente Verteilnetze für Strom in Verbindung mit zeitvariablen Tarifen für das Lastmanagement .
- **Solare Wärme und Kälte:** Erhöhung der Effizienz der solarthermischen Kollektoren und Systeme für Raumheizungsunterstützung, Entwicklung von Prozesswärmeanwendungen und solarthermischer Kühlung.
- **Das Solaraktivhaus:** Entwicklung des Solaraktivhauses, das zu 50 bis 100 % mit thermischen Solarkollektoren beheizt wird.

In dem Energiekonzept 2050 werden aber auch die sogenannten Randbedingungen behandelt. In der Mathematik legen Randbedingungen die Definitionsbereiche fest, unter denen Lösungen eines Problems erst möglich werden. Für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien zählen zu den wichtigsten dieser Randbedingungen:

1. Erhöhung der Energieeffizienz von Bereitstellungs- und Nutzungstechnologien
2. Ausbau des Stromnetzes
3. Entwicklung von Energiespeichertechnologien
4. Priorität für Forschung und Entwicklung erneuerbarer Energietechnologien
5. Erhalt der Vorrangregelung für Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien

### 1. Bedingung: Erhöhung der Energieeffizienz

Auf dem Feld der Energieeffizienztechnologien entscheidet sich, ob die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesrepublik erreicht werden können oder nicht /1/. Wenn die erneuerbaren Energien einfach bloß zusätzlich zu fossiler und nuklearer erzeugt würden ergäben sich keine Entlastungseffekte. Auch der bloße Ersatz von fossilem oder atomarem Strom führt noch nicht zu einem nachhaltigen Energiesystem. Es muss eine deutliche Reduzierung des Energieverbrauchs erfolgen. Denn der heutige Energieeintrag in die Natur ist zu groß! Die Folge ist: Artensterben durch Abholzen der Wälder, durch Bodenerosion, durch Erwärmung von Flüssen und Seen, durch Lichtverschmutzung und nicht zuletzt durch die rasante Klimaerwärmung (CO<sub>2</sub> und Wärmeabstrahlung), die eine Anpassung der Flora und Fauna fast unmöglich macht.

Vom energetischen und technologischen Potenzial der erneuerbaren Energien aus gesehen, wäre die Senkung des Energieverbrauchs eigentlich nicht nötig, denn die Energiepotenziale der Erneuerbaren sind riesig. Dennoch gibt es neben den ökologischen auch wirtschaftliche Gründe, mit erneuerbaren Energien sparsam umzugehen. Dabei werden zwei verschiedene Effizienzarten unterschieden – die Energieerzeugungseffizienz und die Energienutzungseffizienz.

#### Gründe für Energienutzungseffizienz

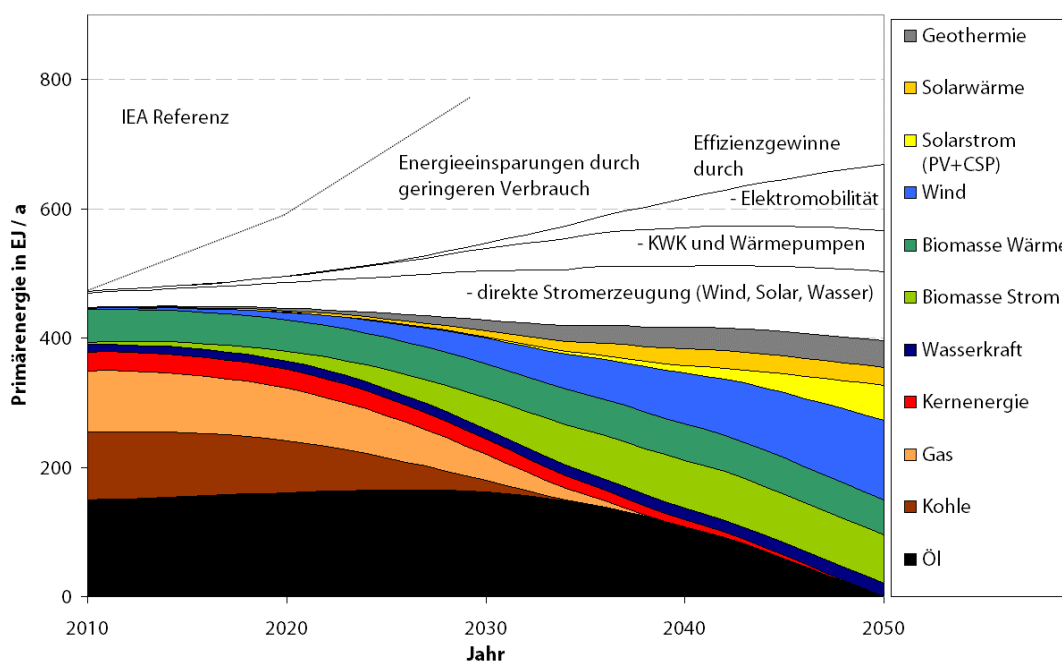
- Der Strombedarf wird wohl weltweit auf das Doppelte steigen.
- Wenn sich der Strombedarf verdoppelt, würde sich ohne erneuerbare Energien und Energieeffizienz auch der klimaschädliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß verdoppeln.
- Wenn in Deutschland durch Energieeffizienz der Strombedarf um 50% sinken würde, würde sich der Anteil der erneuerbaren Energien im Netz um etwa den gleichen Prozentsatz erhöhen. Man braucht dann also nur halb so viele Windräder, PV-Anlagen, Wasserkraftanlagen, usw. um Kohle und Atomstrom zu ersetzen.

- Energiekosten sind immer auch Produktionskosten, wer in der Wirtschaft am wenigsten Energie benötigt, um ein Produkt zu erzeugen, hat einen Wettbewerbsvorteil.
- Wenn auch der Wärmebedarf sinkt, benötigen wir weniger Strom, Gas, Solarthermie, Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung.
- Durch konsequente Nutzung von Energieeffizienztechnologien können sich Wohnhäuser und Industriegebäude selbst mit Energie versorgen, denn durch Energieeffizienztechnologien können erneuerbare Energien oft erst ihre volle Wirkung entfalten, weil ein geringerer Energiebedarf Vorteile für ihren Einsatz bringt.

Szenario		Primärenergiebedarf		CO <sub>2</sub> -Emissionen	
		TWh/a	kWh/m <sup>2</sup> a	Mio. t/a	kg/m <sup>2</sup> a
Ist	Status Quo 2005	750	226	191	58
1	Fortschreibung bis 2020	624	162	157	41
2	nur erhöhte EnEV für Neubau (IEKP-Szenarium 30/30)	619	161	156	41
3	Zuwachs auf jährl. 3 Prozent Vollsanierung	577	150	145	38
4	Maßnahmenbündel „CO <sub>2</sub> minus 40 Prozent“	458	119	114	30

Abb. 3: Primärenergiebedarf und CO<sub>2</sub>-Emissionen für einzelne Sanierungsszenarien Entsprechend den im CO<sub>2</sub>-Gebäudereport der Bundesregierung ermittelten Wirkungen unterschiedlicher Szenarien können die gebäudebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 bezogen auf das Jahr 2005 um 40 % gesenkt werden. Dabei sind Gesamtinvestitionen von ca. 344 Mrd. € notwendig, entsprechend jährlich 23 Mrd. € die eine Heizkostensenkung von 51 Mrd. € bewirken

In Abbildung 4 ist dargestellt, wie trotz einer Verdopplung des weltweiten Strombedarfs bis 2050 der Gesamtbetrag der Primärenergie nicht zu steigen braucht, wenn fossile Energieträger schrittweise durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Dabei spielen Energieeffizienztechnologien wie KWK, Elektromobilität, Wärmepumpen und Verbrauchsreduktionen die Hauptrolle. Die Prognose der IEA, die eine andere Entwicklung beschreibt, ist mit der linken Kurve angedeutet /1/.



**Abb. 4:** Szenario 100% erneuerbare Energien: Globaler Primärenergiebedarf bis 2050 nach der Wirkungsgradmethode. Energieeinsparungen ergeben sich vor allem im Gebäudebereich. PV = Photovoltaik; CSP = concentrated solar power – solarthermische Stromerzeugung).  
Quelle: Fraunhofer IWES (Schmid, Sterner, 2010).

### Erhöhung der Energieerzeugungseffizienz

Die Energieerzeugungseffizienz von Kohle- oder Atomkraftwerken beträgt im Durchschnitt nur 35 %, weil die Abwärme nicht genutzt wird. Der Einsatz von erneuerbaren Energien aus Wind, PV und Wasserkraft ist daher um 55 bis 65 % effizienter als aus Kohle- und Atomkraftwerken, weil bei ihrer Erzeugung keine Abwärme anfällt. Daher lohnt es sich, Strom aus Kohle- und Atomkraftwerken durch Strom aus EE wie Wind, Photovoltaik und Wasserkraft zu ersetzen. Die Energieerzeugungseffizienz erhöht sich dabei um ca. 2/3 gegenüber dem Primärenergieeinsatz in konventionellen Kraftwerken (siehe auch Abb. 1). Der Einsatz von erneuerbaren Energien, bei denen Wärme abfällt, sollte immer in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgen.

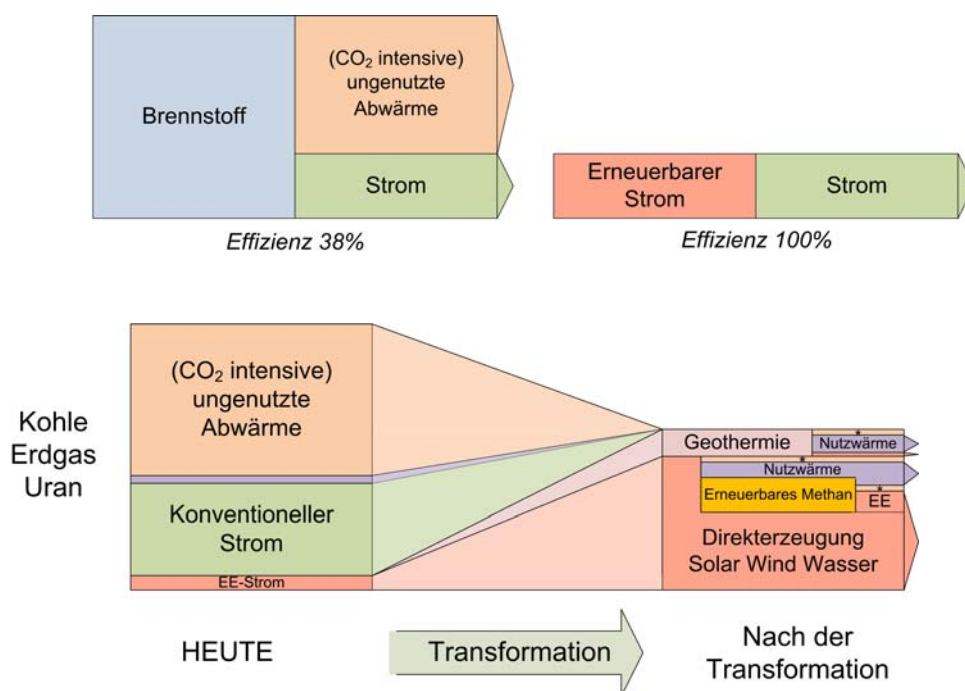


Abb. 5: Effizienzgewinn im Stromsektor, Quelle Fraunhofer IWES

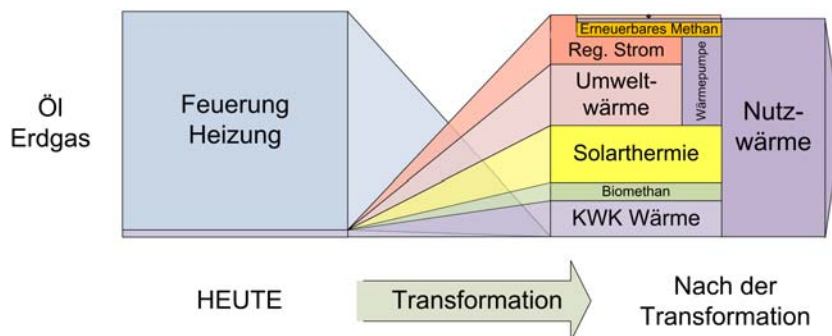


Abb. 6: Transformation des Wärmesektors, Quelle Fraunhofer IWES

### Systemtechnische Optimierung fördern

Energieerzeugungs- und -bereitstellungseffizienzen benötigen systemtechnische Lösungen - sei es die Kraft-Wärme-Kopplung oder Wärmepumpen, die mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben, energiewirtschaftlich mit höherer Effizienz betrieben werden können. Ein

weiteres Beispiel ist das energieeffiziente und solare Bauen: Erst durch die Maßnahmen des energieoptimierten Bauens kann die Energieversorgung eines Gebäudes auf der Basis erneuerbarer Energien ihre volle Wirkung entfalten, weil ein geringerer Energiebedarf Vorteile für den Einsatz erneuerbarer Energieträger bringt /1/.

Die Kombination von Effizienz- und Energietechnologien erlaubt vor allem auch dann Systemgrenzen zu überschreiten, wenn die zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energiequellen je nach Bedarf in die nachgefragten Energieformen umgewandelt werden. So kann aus Strom auch Wärme und Kraftstoff entstehen, aus Wärme Strom und Kraftstoff und aus Kraftstoff Strom und Wärme. Welche der Konversionen jeweils zum Tragen kommt hängt von den entwickelten Systemlösungen und ökonomischen Rahmenbedingungen ab /1/.

Energiequelle	Technologie	primäre Energieart	sekundäre Energien
Windenergie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Onshore</li> <li>• Offshore</li> </ul>	Stromerzeugung	Wärme Kraftstoff
Photovoltaik	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Siliziumwafer-PV</li> <li>• Dünnschicht-PV</li> <li>• konzentrierende Solazellen</li> </ul>	Stromerzeugung	Wärme Kraftstoff
solarthermische Kraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Parabolrinnenkraftwerke</li> <li>• Turmkraftwerke</li> <li>• Dishtechnologien</li> <li>• Fresnel-Kollektoranlagen</li> </ul>	Stromerzeugung	Wärme Kraftstoff
Wasserkraft	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Staudammtechniken</li> <li>• Laufwassertechniken</li> <li>• Meeresenergien</li> </ul>	Stromerzeugung	Wärme Kraftstoff
Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Polygenerationverfahren</li> </ul>	Stromerzeugung Wärmeerzeugung Kraftstoffherzeugung	
Geothermie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wärmepumpen</li> <li>• Tiefengeothermie</li> </ul>	Wärmeerzeugung Stromerzeugung	
Solare Wärme	<ul style="list-style-type: none"> <li>• passive Solarenergienutzung: transparente Wärmedämmung</li> <li>• aktive Wärmeengewinnung: solarthermische Warmwassererzeugung und Heizung</li> <li>• Solaraktivhaus: solare Nahwärmesysteme, Prozesswärme und solare Kälte</li> </ul>	Wärmeerzeugung	

Abb. 7: Technologien zur Deckung des Energiebedarfs

Insofern ist es wichtig, die einzelnen zu erforschenden Energietechnologien nicht unabhängig voneinander zu optimieren, sondern zu zeigen, wie sich die erneuerbaren Energien in ihren systemischen Eigenschaften ergänzen und zusammen mit Effizienz- und Energiespeichertechnologien zu einem zuverlässigen und robusten „Regenerativen Kombikraftwerk Deutschland“ entwickeln lassen.

## 2. Ausbau des Stromnetzes

Mit zunehmendem Anteil fluktuierender Stromquellen muss für Europa ein neues, sehr leistungsfähiges Stromübertragungsnetz zur Verfügung stehen, das die bei der lokalen Erzeugung entstehenden Schwankungen großflächig ausgleicht. Es werden Verteil- und Ausgleichsnetze in europäischem Maßstab benötigt. Windenergie, Solarenergie können sich in europäischen Dimensionen sehr gut ausgleichen, wenn es ein europäisches Stromverbundnetz gibt (irgendwo weht immer der Wind oder scheint die Sonne).

Dafür müssen leistungsfähige, intelligente europäische Stromnetze aufgebaut werden. Denn es ist energetisch und wirtschaftlich vorteilhaft, verstärkt dezentrale Energieversorgungsstrukturen zu entwickeln, die über „Backbone“-Netze miteinander verbunden sind. Über diese Netze können mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnologien Lastschwankungen oder Angebotsschwankungen auch über große Entfernungen ausgeglichen und zusätzliche Stromlieferanten eingebunden werden (z. B. Wasserkraft aus Skandinavien, Windenergie aus Portugal oder Solarstrom aus Nordafrika).

Schon 2020 „trägt Strom aus dem sich etablierenden europäischen erneuerbaren Energie-Stromverbund mit knapp 5 TWh/a bereits substantiell zur erneuerbaren Energie-Stromerzeugung Deutschlands bei. /4/.

Gelingt der Ausbau dieses transeuropäischen Supernetzes nicht rechtzeitig oder nicht vollständig, müssen im nationalen Rahmen einerseits Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien gespeichert werden und andererseits Stromlücken durch Regellast-Kraftwerke aufgefangen werden. Im Gegensatz zu bisher eingesetzten Grund- bzw. Mittellastkraftwerken sind das schnell reagierende Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung und virtuell vernetzbare Kleinstsysteme wie Blockheizkraftwerke, Mikroturbinen und Brennstoffzellen. Elektrische Energiespeicher, wie sie oft vorgeschlagen werden, könnten im Prinzip diesen Ausgleich ebenfalls leisten, sie sind jedoch auf absehbare Zeit gegenüber starken Netzen bzw. Regellast-Kraftwerken vermutlich nicht konkurrenzfähig.

**Das Regenerative Kombikraftwerk:** Das Prinzip „Regeneratives Kombikraftwerk“ wird mit seinem systemtechnischen Zusammenspiel der erneuerbaren Energien und der Energiespeicherung auf ganz Deutschland ausgedehnt. Sie ermöglichen einen Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung durch EE durch Zusammenschalten von Windkraftanlagen, PV-Anlagen, Biogasanlagen, Geothermieanlagen, Wasserkraftanlagen (inklusive Pumpspeicherwerke).

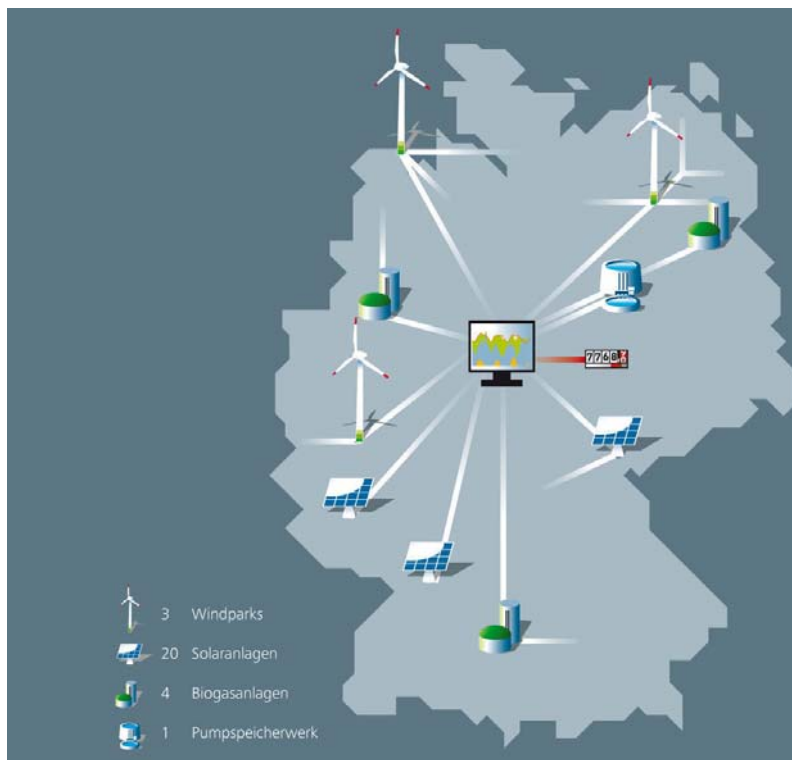


Abb. 8: Das Regenerative Kombikraftwerk, Quelle Fraunhofer IWES

Erneuerbarer Strom wird somit zur Primärenergie, indem auch chemische Energieträger (Wasserstoff, Methan) aus ihm gewonnen werden.

### 3. Bedingung: Energiespeichertechnologien

Wer 100% EE will benötigt einen effizienten Ausbau von Energiespeichern. Während fossile und nukleare Energien in gespeicherter Form vorliegen und somit im Rahmen der bereitgestellten Kapazitäten zeitlich flexibel zur Deckung des schwankenden Energiebedarfs zur Verfügung stehen, besteht bei Erneuerbaren im Stromsektor selbst bei idealem Ausgleich durch Stromübertragung in ganz Europa noch ein Restbedarf an Speichern /2/.

Denn für eine 100% erneuerbare Energieversorgung liegt der Bedarf an Stromspeichern deutlich über der heute verfügbaren Speicherkapazität. In Deutschland kann es in den Wintermonaten zu Zeiten mit sehr geringem Angebot an erneuerbaren Energien kommen (wenig Solarenergie und Windflauten) /2/.

Die einzigen vorhandenen Großspeicher in der notwendigen Größenordnung sind Erdgasspeicher mit einer bestehenden thermischen Kapazität von 217 TWh (Untertage-Gasspeicher) und einem geplanten Ausbau um 79 TWh in den nächsten Jahren. Diese Technik der Langzeitspeicherung ist sicher und bewährt und kann für chemische Energieträger aus erneuerbarem Strom auf zwei Arten verwendet werden: einerseits direkt durch die Speicherung von Erdgas-Substitut in Form von erneuerbarem Methan oder von Wasserstoff über eine Umstellung der Gasinfrastruktur in ein Wasserstoff-Verteilnetz /1/.

#### Erneuerbares Methan als chemischer Energiespeicher

Für die Überbrückung längerer Phasen mit zu geringem Angebot können in Überangebotszeiten diese chemischen Energieträger in Langzeitspeichern saisonal verfügbar gemacht werden, die unter anderem auch für den Verkehrssektor notwendig sind. Die Herstellung von "erneuerbarem (synthetischem) Methan" bedeutet einen Paradigmenwechsel für die Energiespeicherung.

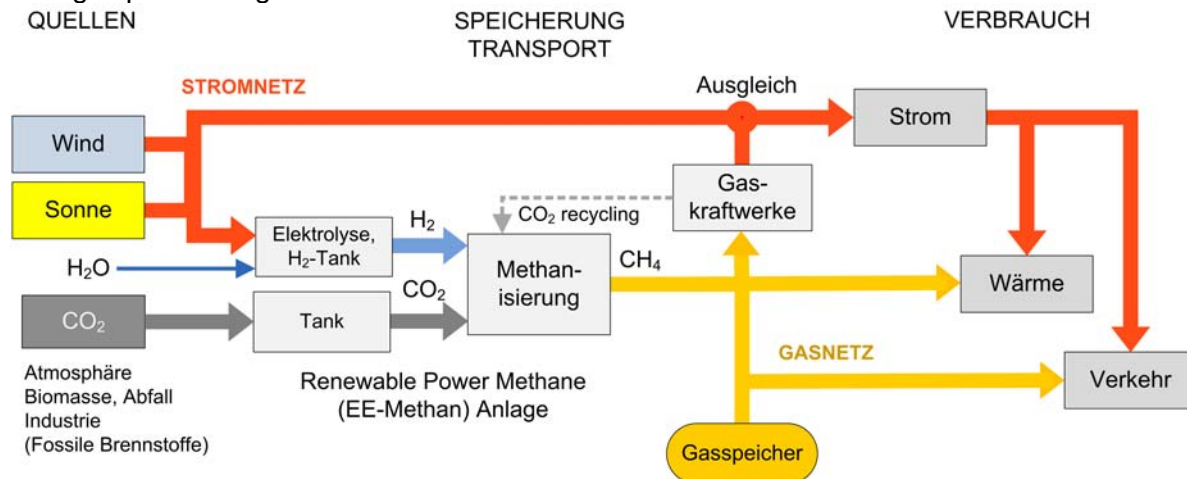


Abb. 9: Herstellung von Methan und anschließende Speicherung, Quelle: ZSW, Fraunhofer ISE

Zur Herstellung chemischer Energieträger aus Erneuerbaren wird mittels Elektrolyse aus Wasser Wasserstoff und Sauerstoff gewonnen. Der erzeugte Wasserstoff kann dann als sauberer Energieträger eingesetzt werden, zum Beispiel in Brennstoffzellen, Gasturbinen oder Verbrennungsmotoren.

Aus dem Wasserstoff kann aber auch durch eine chemische Reaktion mit Kohlendioxid Methan erzeugt werden: das ist synthetisches Erdgas. Dieses Erdgassubstitut lässt sich problemlos in das bereits bestehende Versorgungsnetz integrieren.

Die Methan-Herstellung aus erneuerbaren Energien und die Nutzungsoptionen in unterschiedlichen Verbrauchssektoren bieten die Chance für ein Zusammenwachsen der Energiesektoren Energiespeicher, Stromnetz, Gasnetz und Mobilität. Strom und

erneuerbares Methangas sind bidirektional ineinander umwandelbar und verfügen schon heute über eine gut ausgebaute Infrastruktur mit saisonaler Gasspeicherkapazität.

### **Thermische Energiespeicher**

Auch die thermische Energiespeicherung ist unverzichtbar. Die möglichen Einsatzbereich thermischer Energiespeicher reichen von der saisonalen Speicherung in der Solarthermie bis zu Hochtemperaturspeichern bei der solarthermischen Elektrizitätserzeugung. Selbst erneuerbar erzeugte Elektrizität kann, wenn kurzzeitig nicht ins Netz einspeisbar, nach der Umwandlung in Wärme oder Kälte kostengünstig und effizient gespeichert werden.

Für die Speicherung thermischer Energie wird meist Wasser eingesetzt, da es eine hohe spezifische Wärmekapazität besitzt und sehr kostengünstig ist. Kleinere Speicher werden als Pufferspeicher in thermischen Solaranlagen (Warmwasserbereitung) für eine Speicherung über Tage oder Wochen eingesetzt. Große Wasserspeicher (bis zu mehreren tausend m<sup>3</sup>) werden zur saisonalen Speicherung solarer Wärme zum Heizen im Gebäudebereich meist in Verbindung mit einem Nahwärmenetz gebaut. Mit großen saisonalen Wärmespeichern kann in Deutschland etwa die Hälfte des Gesamtwärmebedarfs von größeren Gebäudeeinheiten solar gedeckt werden.

Die thermische Energiespeicherung ist insbesondere zur Steigerung der Energienutzungseffizienz von Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien notwendig. Denn Speicher für hohe Temperaturen und für kleine Kraft-Wärme-Kältekopplungsanlagen, ermöglichen einen stromgeführten Betrieb, wobei die anfallende Wärme einige Tage oder länger gespeichert werden kann. Dies ist für eine bessere Nutzung industrieller Prozesswärme interessant, um in Bereichen mit hohem Energieverbrauch große Wärmemengen wieder nutzbar zu machen für Gebäudeheizung und Warmwasserbereitung.

## **4. Bedingung: Priorität für Forschung und Entwicklung erneuerbarer Energietechnologien**

Die technologischen, ökonomischen und soziologischen Herausforderungen bei der Transformation zum Energiesystem 2050 sind nur mit Forschung und Entwicklung zu bewältigen.

Für den Übergang vom heutigen Zustand der Energiesysteme zu einem nachhaltigen, emissionsfreien, bzw. -neutralen System wird eine ständige Weiterentwicklung der erneuerbaren und energieeffizienten Technologien und der sozialen Begleitforschung benötigt.

Denn die heute verfügbaren Technologien erneuerbarer Energien sind noch nicht alle weit genug entwickelt, den Herausforderungen eines Massenmarkts gewachsen zu sein. Neue Materialien für den Ersatz teurer oder seltener Elemente, Verfahrenstechniken, Systemtechniken, Kommunikationstechniken usw. müssen für hohe Stoffumsätze entwickelt werden.

### **Kostenreduzierung durch Lernkurveneffekte**

Wesentlicher Vorteil der erneuerbaren Energien sind ihre sinkenden Kosten bei zunehmender Nutzung. In Abb. 10 und 11 sind Preis-Erfahrungskurven, bzw. sogenannte Lernkurven für verschiedene erneuerbare Energien zusammengestellt, wobei die Kosten über der erzeugten Energie betrachtet werden.

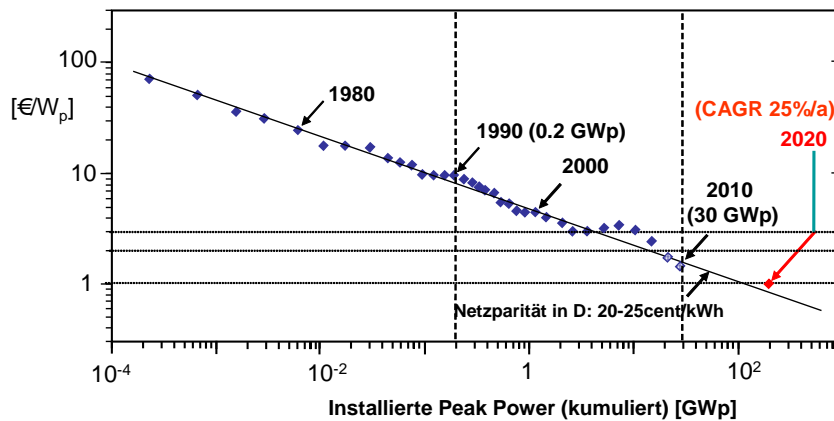
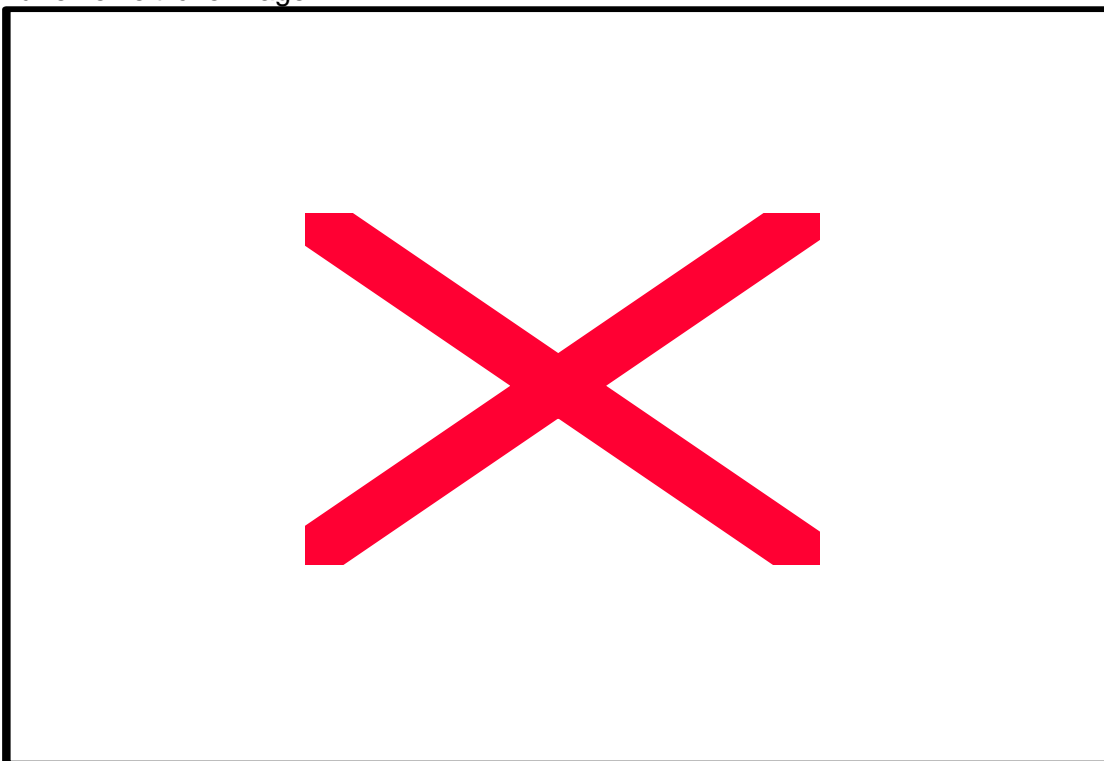


Abb. 10: Preis-Lernkurve von c-Si PV-Modulen (Stand September 2009)

In Abb. 11 wird deutlich, dass alle Erneuerbaren konkurrenzfähig zu den konventionellen fossilen Energieträgern werden, wenn ihr globaler Anteil etwa bei 10 % oder darüber liegt. Das gilt für alle gleichermaßen, die Wirtschaftlichkeit ist also keine grundsätzliche, sondern nur eine zeitliche Frage:



**Abb.11:** Die Entwicklungspotenziale der Stromerzeugungskosten aus erneuerbaren Energien weltweit (Quelle: J. Schmid, Fraunhofer IWES 2010) entsprechend den Lernraten der jeweiligen Technologie als Funktion der globalen jährlichen Stromproduktion in doppeltlogarithmischer Auftragung im Vergleich zu als (sogar) konstant angesetzten Stromkosten konventioneller Kraftwerke heute und zukünftig mit CO<sub>2</sub>-Sequestrierung (CCS). Die Startwerte der Kostenbänder stellen die aktuellen globalen Mengen und Kosten dar, die Endwerte entsprechen den Potenzialen des exemplarischen Pfads.



Die Verteilung der öffentlichen Ausgaben für Forschung und Entwicklung auf die verschiedenen Energietechnologien müssen sich an ihrer langfristigen Bedeutung orientieren. Entsprechend der Zielsetzung der Regierungskoalition und dem vorgestellten Energiekonzept ist deshalb bei der Forschungsförderung die Priorität auf die erneuerbaren Energien und Energieeffizienz zu legen.

## **5. Erhalt der Vorrangregelung für Strom einspeisung aus erneuerbaren Energien**

Eine stetige Stromerzeugung durch Grundlastkraftwerke wird dann nicht mehr benötigt, wenn der Anteil fluktuierenden erneuerbaren Stroms größer wird als der Anteil des stetigen Grundlaststroms im Netz gestattet. Dieser Prozess beginnt nach den Leitszenarien 2008 /3/ und 2009 /4/ bereits ab 2020, wenn der erneuerbare Energie-Strom einen Anteil von rund 40 % erreicht hat.

Mit anderen Worten, wenn die Vorrangigkeit der Einspeisung erneuerbarer Energien erhalten bleibt, dann wird die Wirtschaftlichkeit von Grundlastkraftwerken darüber entscheiden, wann sie aus ökonomischen Gründen abgeschaltet werden.

Geeignete Kraftwerkstypen sind dann: Gaskraftwerke und Kraft-Wärmekopplungsanlagen (Motor-Generatoren, Mikroturbinen, Brennstoffzellen), die über entsprechende Kommunikationseinrichtungen gesteuert werden können. Aber auch Biomasseanlagen und geothermische Stromkraftwerke können dazu beitragen, eine gleichmäßige Stromversorgung zu gewährleisten, wie das Regenerative Kombikraftwerk derzeit schon zeigt. Spätestens ab 2030 trägt auch die erneuerbare Energie-Stromerzeugung in größerem Umfang zu den wachsenden Regelungs- und Ausgleichsaufgaben bei /1/.

Die Konsequenzen, die sich aus der Forderung nach schnell reagierenden Kraftwerken ergeben, sind gravierend: Sie bedeuten, dass Großkraftwerke jeder Art für die zukünftigen Versorgungsstrukturen ungeeignet sind, wenn die fluktuierenden erneuerbaren Energien den Hauptanteil der Versorgung übernehmen sollen. Das bedeutet nicht nur, dass weder Kernkraftwerke, noch Fusionskraftwerke, noch Kohlekraftwerke eingesetzt werden können, sondern auch, dass die gegenwärtigen Ansätze der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung bei der Kohleverstromung (CCS) nicht nur aus rein wirtschaftlichen sondern auch aus systemischen Gründen in eine verkehrte Richtung führen würden.

Der zeitliche Verlauf der Reduzierung der Anzahl von Grundlastkraftwerken bis 2020 und darüber hinaus regelt sich über die Wirtschaftlichkeit der Kohle- und Kernkraftwerke, sofern die Vorrangregelung zur Einspeisung erneuerbaren Stroms weiterhin Bestand hat. Ausgleichszahlungen für abgeregelten erneuerbaren Strom dürfen nur Übergangsregelungen bleiben und müssen zu einem beschleunigten Netz- bzw. Speicherausbau führen.

## **Schlussfolgerungen**

Aus der Verbindung der im Energiekonzept 2050 beschriebenen technologischen Komponenten mit ihren Lern- und Erfahrungseffekten, der Energieeffizienz und der Kosten- und Nutzenanalyse /1/ ergibt sich:

1. Der Ausbau der erneuerbaren Energien verursacht zwar zunächst Mehrkosten sowohl in der Strom- und Wärmeerzeugung als auch im Verkehrssektor. Bei einer jahresspezifischen Betrachtung wird das Maximum der Mehrkosten aber bereits im Jahr 2015 mit einer Summe von rund 17 Mrd. Euro erreicht.
2. Bei der Betrachtung der Differenzkosten der erneuerbaren Energien aus allen drei Sektoren wird deutlich, dass die Transformation in ein vollständig auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem bis zum Jahr 2050 auch aus ökonomischer Sicht vorteilhaft ist. Im Zeitraum 2010 bis 2050 können allein in den Sektoren Strom und Wärme Kosten von insgesamt 730 Mrd. Euro eingespart werden.

Der Dreh- und Angelpunkt für eine weitere zügige Entwicklung hin zu einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien ist die Energiepolitik. Das Energiekonzept der Bundesregierung kann den Weg dahin öffnen, wenn die beschriebenen Bedingungen durch gesetzliche

Maßnahmen flankiert werden und wenn durch verstärkte Forschung und Entwicklung, die gegenwärtige Innovationsdynamik aufrecht erhalten wird. Dann allerdings werden Politik und Gesellschaft belohnt durch ein Energiesystem, das 2050 vorsichtig gesprochen, zumindest nicht teurer als das gegenwärtige sein wird.

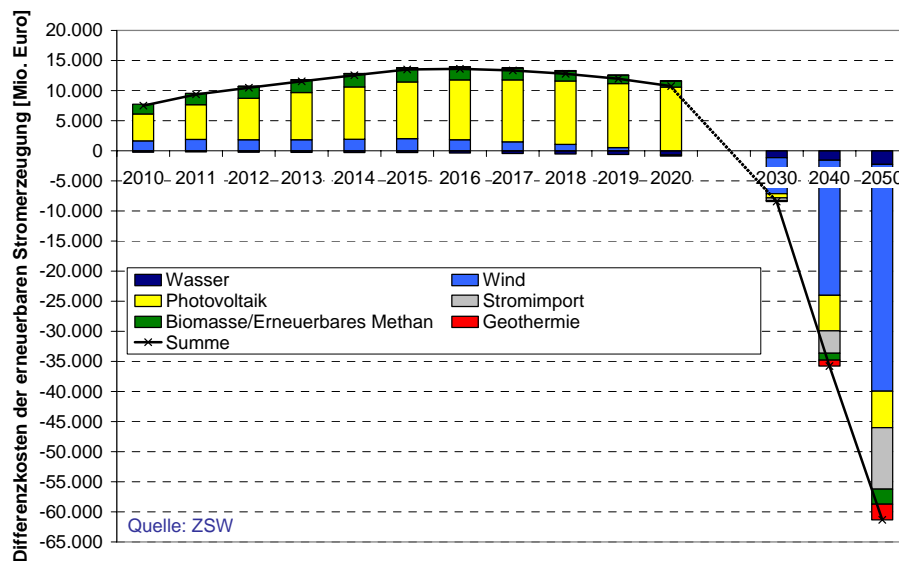


Abb. 12: Entwicklung Differenzkosten der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland

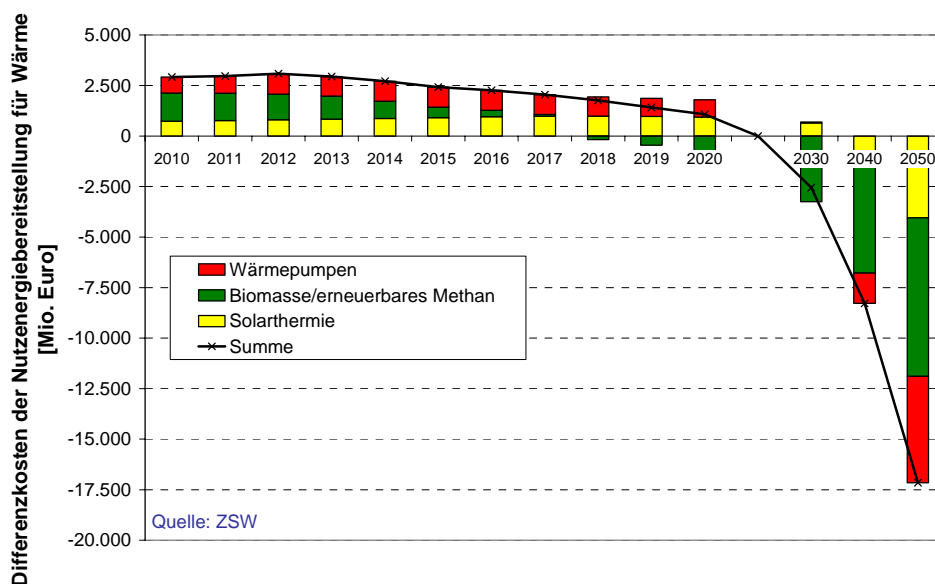


Abb. 13: Entwicklung Differenzkosten der erneuerbaren Nutzwärmebereitstellung

## Literatur

/1/ Energiekonzept 2050

[http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision\\_fuer\\_nachhaltiges\\_energiekonzept.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision_fuer_nachhaltiges_energiekonzept.pdf)

/2/ Von Bremen, L.; Hofmann (2009): Storage and Transport Capacities in Europe for a full Renewable Power Supply System. Fraunhofer IWES Studie für Siemens AG. Präsentation auf der ewec 2009 (European Wind Energy Conference). Marseille.

/3/ Leitstudie 2008, Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas.

Dr. Joachim Nitsch, Stuttgart, in Zusammenarbeit mit der Abteilung „Systemanalyse und Technikbewertung“ des DLR –Instituts für Technische Thermodynamik

/4/ Nitsch, J., Wenzel, B., Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland - Leitszenario 2009; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Berlin; August 2009 und weiterführende Arbeiten.

# – ÖKOVISION USEDOM –

## GEOTHERMISCHE FERNWÄRME FÜR DIE KAISERBÄDER

S.-U. Schulz

*DISA energy GmbH, Am Theresenhof 3, D-15834 Rangsdorf, info@disa-energy.de*

### **Schlüsselwörter:**

Tiefe Geothermie, Wärmenetz, Erneuerbare Energien,  
deep geothermal energy, district heating, renewable energies

### **Zusammenfassung:**

Die DISA energy GmbH aus Rangsdorf bei Berlin plant und errichtet am Standort der Kaiserbäder auf der Insel Usedom ein geothermisch gespeistes Fernwärmenetz zur Versorgung der Gemeinde mit Energie für die Raumheizung sowie für die Bereitstellung von Warmwasser. Als Wärmeerzeuger dienen drei hydrothermale Bohrungsdubletten (je eine in Heringsdorf, Bansin und Ahlbeck). In der geothermischen Zentrale (GTZ) wird dem aus dem Untergrund (bei ca. 1.900 m Tiefe) geförderten Tiefenwasser zunächst seine Wärme entzogen. Diese wird auf das zu errichtende Wärmenetz aufgegeben. Die abgekühlte Sole wird über die zweite Bohrung direkt in den Untergrund re-injiziert. Es steht eine geothermische Anschlussleistung von ca. 4 MW je Dublette zur Verfügung. Mit der geothermischen Fernwärme beginnt die weit reichende Ablösung der fossilen Brennstoffe Erdgas und Erdöl am Standort und sorgt so für eine nachhaltige und Ressourcen schonende Wärmeversorgung aus heimischer Quelle.

DISA energy GmbH from Rangsdorf (near Berlin) is currently planning and realizing an geothermal ‘fired’ district heating (DH) system at the location called ‘Kaiserbäder’ at the isle of Usedom. It focuses on the supply of the community with energy for space heating and hot water creation. The heat producers are three hydrothermal doublets (each within Heringsdorf, Bansin and Ahlbeck). Within the geothermal central station the heat is extracted from the underground fluid that will be produced from app. 1.900 m depth. This heat is further feeded to the district heating grid, while the cooled brine will be re-injected into the underground through the second well. A geothermal load of app. 4 MW per doublet will be available. The geothermal DH introduces the displacement of the fossil fuels natural gas and oil at the location as well as it leads to a sustainable and resource saving heat supply from a domestic source

### **1 Einleitung**

Die DISA energy GmbH aus Rangsdorf bei Berlin verfügt über mehr als 10 Jahre Erfahrung in der Projektentwicklung und –umsetzung im Feld der erneuerbaren Energien. Ursprünglich im Bereich der Windkraft angesiedelt, wird seit über 6 Jahren auch auf dem Sektor Geothermie erfolgreich entwickelt.

In diesem Kontext steht auch das hier vorgestellte Projekt „Ökovision Usedom – Geothermische Fernwärme für die Kaiserbäder“. Es ist das Ziel, die fossilen Energieträger Erdgas und Erdöl abzulösen, welche hier hauptsächlich für die Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Damit entsteht eine langfristig sichere und nachhaltige Energieversorgung aus heimischer Quelle, unabhängig von den Turbulenzen am Markt für konventionelle Brennstoffe. Darüber hinaus wird für eine stabile Reduzierung der mit der Wärmeversorgung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen gesorgt. Dieses sorgt neben den wirtschaftlichen Vorteilen, die sich bis auf die Entwicklung des Preisniveaus und damit bis in den internationalen Tourismuswettbewerb durchpausen, für eine maßgebliche Aufwertung des Standorts als Seebad und Luftkurort.

### **2 Geologische Verhältnisse**

Die Insel Usedom ist Teil des NE-Deutschen Beckens und befindet sich an dessen nördlichem Rand. Die wichtigsten geologischen Strukturen sind NW-SE orientiert. Parallel dieser Strukturen sind die geologischen Verhältnisse häufig vergleichbar, was auch im vorliegenden Projekt der Fall

ist. Nicht zuletzt deshalb ist die Datengrundlage für eine fundierte Bewertung der Höffigkeit des Standortes als sehr gut zu bezeichnen. Die Auswertung der Daten von insgesamt mehr als 50 Tiefbohrungen, seismischen Profilen und Kernuntersuchungen zeichnet ein sehr genaues Bild von den Verhältnisse im Untergrund. [1]

Als geothermischer Nutzhorizont wurde der Detfurth-Sandstein, eine Schicht des Mittleren Buntsandsteins aus der germanischen Trias, identifiziert. Es wird von einer Gebirgstemperatur zwischen 65 und 70 °C sowie einem Produktionsindex von bis zu 120 m<sup>3</sup>/h·MPa ausgegangen. Die zur Förderung anstehenden Tiefenwässer sind stark mineralisiert, weshalb zum einen eine baldige Re-Injektion nach dem Wärmeentzug (s. u.) notwendig, zum anderen aber auch eine balneologische Nutzung der Sole möglich ist. [1]

### 3 Technologie

Die Erschließung der Lagerstätte erfolgt mit Hilfe zweier konventioneller, abgelenkter Tiefbohrungen, der hydrothermalen Dublette. Der Wärmeübergang von der Sole auf das Heiznetz erfolgt in der geothermischen Zentrale (GTZ). Das Heiznetz dient als Verteilungsstruktur, um die Energie von der Zentrale zu den Abnehmern zu transportieren.

#### 3.1 Bohrungen

Die Bohrungen werden im Rotray-Spülbohrverfahren abgeteuft. Die hydrothermale Dublette besteht aus zwei doppelt abgelenkten Bohrungen (Abb. 1), die von einem Bohrplatz aus auf eine vertikale Tiefe von ca. 1.900 m niedergebracht werden.

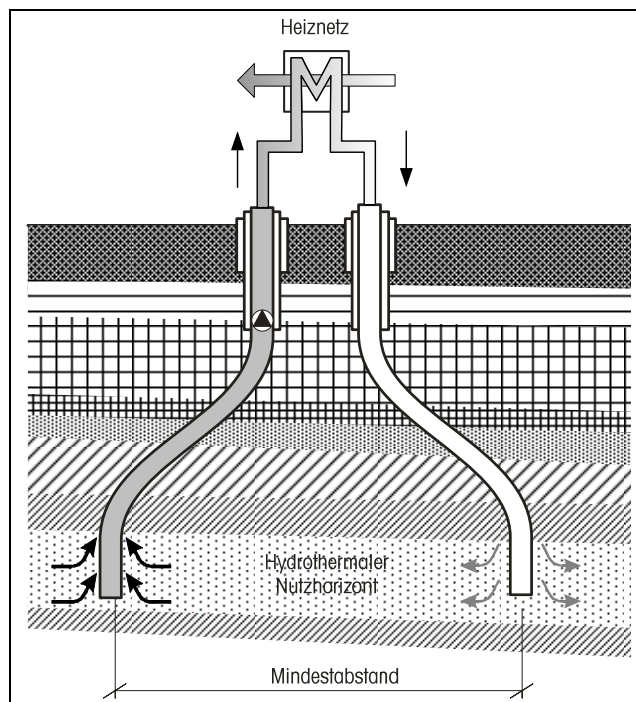


Abb. 1: Schema einer hydrothermalen Dublette

Durch die Produktionssonde (Abb. 1 links) wird das Thermalwasser aus dem Nutzhorizont an die Tagesoberfläche gepumpt. Dort wird ihm in der geothermischen Zentrale (s. u.) die gespeicherte Wärme entzogen, bevor es durch die Injektionssonde (Abb. 1 rechts) zurück in die Trägerformation gepresst wird. Dies stellt zum einen sicher, dass es in der Volumenbilanz des in-situ vorhandenen Thermalwassers kein Defizit gibt.

Zum anderen wird auf diese Weise gewährleistet, dass das hoch mineralisierte Fluid nicht länger als nötig an der Oberfläche verbleibt.

Der untertägige Mindestabstand ist so ausgelegt, dass kein thermischer Kurzschluss entstehen kann. Die Planungen gehen von einer Temperaturdifferenz von 1 K in 30 Jahren am Fuß der Förderbohrung aus.

### 3.2 Geothermische Zentrale

Die geothermische Zentrale (GTZ) stellt die Schnittstelle zwischen untertägiger Wärmequelle und Heiznetz dar. Hier erfolgt, wie oben angesprochen, die Übertragung der Wärme vom Thermalwasserkreislauf auf das Verteilungssystem sowie die bedarfsgeführte Anhebung der Heizwassertemperatur von ca. 65 °C Fördertemperatur auf ca. 80 °C Netzvorlauftemperatur. Dafür kommt nach aktuellem Planungsstand eine Kompressionswärmepumpe zur Anwendung, welche neben der Anhebung des Temperaturniveaus im Netzvorlauf gleichzeitig für eine Absenkung der Netzurücklauftemperatur und damit für eine noch bessere Effizienz der Anlage sorgt. Aus dem beigefügten Schaltschema (Abb. 2) gehen ferner ein BHKW zur Eigenstromversorgung und ebenfalls Erhöhung der Netzvorlauftemperatur sowie zentrale Spitzenlastkessel (finale Ausbaustufe) hervor.

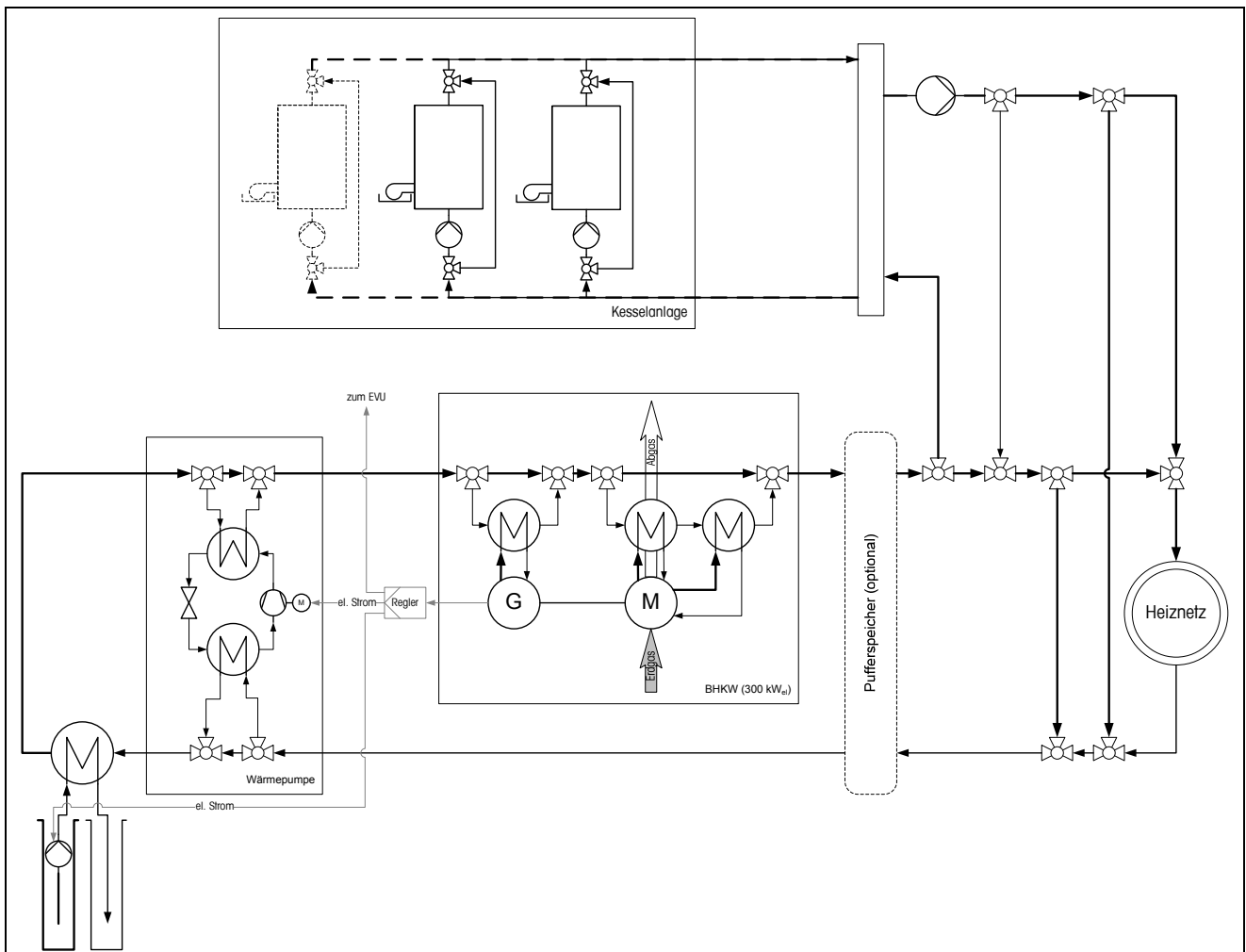


Abb. 2: Schaltschema der geothermischen Zentrale

In der ersten Ausbaustufe erfolgt die Versorgung der Abnehmer mit Grund- und Mittellastwärme, das heißt, die erforderlichen Spitzenlasten werden durch die beim Abnehmer zunächst verbleibenden Kesselanlagen geliefert. Dies gilt auch für die notwendigen Redundanzen. Im Laufe der Zeit, insbesondere, wenn diese Bestandsanlagen das Ende Ihrer Lebensdauer erreicht haben werden, ist der Übergang zu einer zentralen Vollversorgung vorgesehen.

### **3.3 Heiznetz**

Die geothermische Erschließung der Kaiserbäder mit den drei Ortsteilen Heringsdorf, Bansin und Ahlbeck ist in drei Phasen geplant. Ausgehend von Bau und Errichtung der Dublette nebst GTZ und Heiznetz in Heringsdorf werden in der zweiten Phase analog Bansin und drittens Ahlbeck erschlossen. Abschließend werden die drei Ortsnetze zu einem Erdwärmeringnetz miteinander verbunden, um auf diese Weise weitere Redundanzen darstellen zu können und gegebenenfalls für Versorgungsausgleich zwischen den Teilnetzen zu sorgen. [2]

Basis für die Planungen ist ein detailliertes Wärmekataster, welches alle relevanten Daten der einzelnen Abnehmer ortsbezogen verwaltet. Auf diese Weise sind sehr schnell Abnahmekonzentrationen bzw. Ortsbereiche mit geringerer Versorgungsdichte auflösbar. Dies ermöglicht eine bedarfsgerechte Auslegung der verschiedenen Netzteile sowohl hinsichtlich der Rohrdurchmesser und damit der hydraulischen Netzparameter als auch mit Blick auf die notwendigen Baumaßnahmen und Oberflächeneingriffe.

### **4 Vorteile Geothermischer Fernwärmeversorgung**

Die im Rahmen des beschriebenen Projektes genutzte Erdwärme steht langfristig jederzeit, d. h. jahres- bzw. tageszeitunabhängig, sowie unabhängig von jedweder Witterung zur Verfügung. Sie ist damit ständig und kontinuierlich verfügbar, was sie als Energiequelle zur Deckung der Grundlast ausweist und qualifiziert.

Beim Abnehmer kommt sie in Form von Fernwärme (als heißes Wasser) komfortabel und ungefährlich ohne Gerüche und Abgase an.

Die mit der Produktion der geothermischen Grundlast-Fernwärme verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen beschränken sich auf ein Minimum. Es werden pro Dublette ca. 5.000 bis 5.500 t CO<sub>2</sub>-Emissionen jährlich vermieden.

Die bereits langfristige Verfügbarkeit der Energiequelle Erdwärme sorgt aufgrund der mit ihr verbundenen Entkoppelung der Heizenergieversorgung von den Entwicklungen auf den Märkten für fossile Energieträger für eine ebenso langfristige Preisstabilität und eine gewisse Marktautonomie. Schließlich erfolgt die Wärmeproduktion aus heimischer und erneuerbarer Quelle.

Das vergleichsweise niedrige Temperaturniveau der geothermischen Fernwärmeversorgung führt mittelfristig zu einer Anpassung der vorhandenen Heizungssysteme, was mit einer Erhöhung des Grundlastanteils einhergeht, der aus Geothermie gedeckt wird. Dies sorgt für eine nachhaltige Verbesserung der Energieeffizienz und garantiert einen langfristig hohen Anschlussgrad.

Da die geothermische Fernwärme die Kriterien des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) erfüllt, ist sie auch und besonders im Neubaubereich attraktiv, was die oben beschriebenen Vorteile und mittelfristigen Effekte nochmals verstärkt.

### **5 Quellenangaben/Referenzen**

- [1] M. Wolfram et. al. (2005), Geologische Kenntnisstandsanalyse für die Machbarkeit einer geothermischen Nutzung in Ost-Usedom (Mecklenburg-Vorpommern), Projektbericht, unveröffentlicht
- [2] DISA energy GmbH, Geothermie Neubrandenburg GmbH (2009), Kaiserbäder Usedom, Schlussbericht zum BMU-geförderten Forschungsprojekt 0327604

# Ist Wasserstoff gefährlich?

U. Schmidtchen

*BAM Bundesanstalt für Materialforschung und –prüfung, Berlin, AG II.12*

**Schlüsselwörter:** Wasserstoff, Sicherheit, Explosion

## Zusammenfassung

Wasserstoff ist ein brennbares Gas leichter als Luft und muss mit der angemessenen Vorsicht behandelt werden, um Zwischenfälle zu vermeiden. Im Hinblick auf Brennbarkeit und Explosionsrisiken ist Wasserstoff in gewissem Umfang mit Erdgas vergleichbar. Er breitet sich bei Freisetzung schnell aus, steigt schnell auf und kann sogar in Werkstoffe hinein oder durch sie durch diffundieren. Bei manchen metallischen Werkstoffen führt das zu Problemen, besonders bei höherem Druck. Polymere Werkstoffe sind durchweg verträglich mit Wasserstoff. Wasserstoff an sich ist weder explosiv noch instabil oder selbstentzündlich. Er unterstützt die Atmung nicht, ist aber weder giftig noch ätzend oder sonstwie physiologisch bedenklich. Gewöhnlich wird er als komprimiertes Gas bei Umgebungstemperatur oder als tiefkalte Flüssigkeit gespeichert. Beides sind altbekannte Verfahren, aber im Hinblick auf die Anwendung für Straßenfahrzeuge ist ein neues Druckniveau von 70 MPa in der Entwicklung.

## Abstract

Hydrogen is a flammable gas that is lighter than air and should be handled with due care to avoid incidents. As far as flammability and explosion risk are concerned, hydrogen is to a certain extent comparable with natural gas. It disperses very quickly when released, has a strong tendency to rise up due to its low density, and even diffuses into or through solid material. Some metallic materials may cause problems when used with hydrogen, in particular under elevated pressure. Polymeric materials are very compatible with hydrogen. Hydrogen is neither explosive nor unstable or auto-igniting. It does not support breathing, but is not toxic or corrosive either, nor has it other disadvantageous physiological effects. The usual ways to store it are as a compressed gas at ambient temperature or as cryogenic liquid. Both methods are well known in principle, but concerning compressed storage a new pressure level of 70 MPa is under development for road transportation purposes (fuel cell cars).

## 1 Einführung

Wenn ein Gas brennbar ist, mit Luft explosive oder sogar detonative Gemische bilden kann, entweder unter hohem Druck oder bei extrem niedrigen Temperaturen gespeichert wird und in den Vorschriften über Gefahrstoffe oder den Transport gefährlicher Güter mehrfach explizit genannt wird, ist die Frage eigentlich ziemlich müßig, ob es gefährlich ist. Die Frage muss eher lauten, ob ein solcher Stoff als Energieträger eine Gefährlichkeit aufweist, die deutlich über der anderer, uns vertrauter Energieträger liegt und ob seine Einführung in den Verkehr für solche Zwecke unzumutbar ist. Diese Frage soll hier behandelt werden.

## 2 Begriffsbestimmungen

### 2.1 Explosionsgrenzen, Detonationsgrenzen

Mischungen eines brennbaren Gases mit einem oxidierenden Gas (wie Luft) sind nur dann reaktiv, wenn die Konzentration der brennbaren Komponente innerhalb bestimmter Grenzen, der Explosionsgrenzen, liegt. Außerhalb dieser kommt es zu keiner Reaktion, entweder aus Mangel an Brenngas oder an Sauerstoff.

Falls das Gas detonative Mischungen bilden kann (siehe Abschnitt 2.3), gibt es auch noch untere und obere Detonationsgrenzen. Diese liegen immer innerhalb der Explosionsgrenzen. Aber nicht alle Gase, die einen Explosionsbereich haben, haben auch einen Detonationsbereich.

Diese Grenzen sind eine Funktion von Druck und Temperatur sowie anderen Dingen, etwa Luftfeuchtigkeit. Die Literaturwerte sind gewöhnlich für Normbedingungen gegeben. Außerdem handelt es sich um sicherheitstechnische Kenngrößen, nicht um wissenschaftlich wohldefinierte Stoffeigenschaften. Genau wie auch die Zündenergie (siehe Abschnitt 2.2) hängen sie von Größe und Form des Versuchsgefäßes, der Art der Zündung und anderen Einzelheiten des Messverfahrens ab. Damit die Werte vergleichbar sind, müssen bestimmte Normverfahren genau befolgt werden.

### 2.2 Zündenergie

Auch wenn bestimmte Mischungen von Wasserstoff mit Luft leicht entzündlich sein mögen, erfordert die Reaktion doch immer die Zufuhr von Energie von außen. Der Betrag hängt von der Konzentration des Brenngases ab. Außerhalb der Zündgrenzen wird er unendlich. Innerhalb hat er ein Minimum, das gewöhnlich in der Nähe des stöchiometrischen Verhältnisses liegt. Die zu dieser am leichtesten zündbaren Gasmischung gehörende Energie ist die Mindestzündenergie (in der Literatur oft einfach „Zündenergie“ genannt).

Ähnlich den Explosionsgrenzen hängt auch die Zündenergie von den genauen Bedingungen ab (siehe Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

### 2.3 Explosion, Deflagration, Detonation

Wenn mit der Reaktion eines Gasgemischs eine sich selbst erhaltende Flammenausbreitung verbunden ist, die schnell genug ist, um eine Druckwelle zu erzeugen, so spricht man von einer „Explosion“. Der häufigste Typ von Explosion ist die „Deflagration“. Sie ist gekennzeichnet durch ein Fortschreiten der Flammenfront mit Unterschallgeschwindigkeit (im Vergleich zum unverbrannten Gemisch) und Fortpflanzung der Reaktion durch thermische Leitfähigkeit. The basic type of explosion is the deflagration.

Unter „Detonation“ versteht man eine Verbrennung, bei der sich die Stoßwelle durch Energiefreisetzung in der Reaktionszone dahinter mit Überschallgeschwindigkeit ausbreitet. Durch die Stoßfront werden die unverbrannten Gase bis zur Zündung komprimiert. Detonationen sind zerstörerischer als Deflagrationen weil sie höhere Drücke erzeugen (für Wasserstoff/Luft-Gemische bis zum 20fachen des Ausgangsdrucks) und der Druck sehr viel steiler ansteigt.

Eine Detonation tritt nicht automatisch ein, wenn die Konzentration des Gemischs im Detonationsbereich liegt, sondern dies erfordert auch noch eine bestimmte Geometrie, die mit einem hohen Maß an Einengung verbunden ist. Unter solchen Bedingungen kann eine Deflagration in eine Detonation umschlagen (deflagration-detonation-transition, DDT).



### 3 Eigenschaften von Wasserstoff

#### 3.1 Reaktionsgrenzen

Tabelle 1 bietet einen Vergleich der Reaktionsgrenzen zwischen Wasserstoff und anderen Gasen.

		<b>Helium</b>	<b>Wasserstoff</b>	<b>Methan</b>	<b>Propan</b>
Untere Explosionsgrenze	%	-	4.0	4.4	1.7
Untere Detonationsgrenze	%	-	18.3	6.3	2.2
Stöchiometrisches Gemisch	%	-	29.5	9.5	4.0
Obere Detonationsgrenze	%	-	59.0	13.5	9.2
Obere Explosionsgrenze	%	-	77.0	17.0	10.9
Mindestzündenergie	mJ	-	0.017	0.290	0.240
Selbstentzündungstemperatur	K	-	833	868	743
Dichte bei 273,15 K und 101325 Pa	g/l	0.178	0.090	0.718	2.011

**Tabelle 1: Reaktionsgrenzen von Wasserstoff und anderen Gasen**

Wasserstoff zeichnet sich durch eine außergewöhnlich hohe obere Explosionsgrenze und auch Detonationsgrenze aus. Allerdings ist für die Beurteilung des mit einer Unfallsituation verbundenen Risikos eher die untere Explosionsgrenze wichtig. Hier bietet Wasserstoff keine Besonderheiten. Die untere Explosionsgrenze liegt so hoch, dass die bei einer unbeabsichtigten Freisetzung kaum je erreicht werden dürfte.

Die Ausbreitung der Reaktion (Geschwindigkeit der Flammenfront) erfolgt in einem Wasserstoff/Luft-Gemisch schneller als im Fall von anderen Brenngasen, die meist Kohlenwasserstoffe sind.

#### 3.2 Zündenergie

Wasserstoff hat eine sehr niedrige Mindestzündenergie im Vergleich zu den Kohlenwasserstoffen. Die dazu gehörende Konzentration beträgt allerdings 23 %. Auch dieser Wert dürfte in einer Unfallsituation kaum je auftreten. Die Zündenergie in der Umgebung der unteren Explosionsgrenze, die für solche Fälle weit mehr Relevanz hat, ist etwa gleich der für die anderen Brenngase. Ohnehin erzeugen die meisten gängigen Zündquellen (etwa elektrische Funken) Energien in der Größenordnung von 1 J, die also weit darüber liegen.

#### 3.3 Flamme

Die Flamme von Wasserstoff ist blassblau und strahlt hauptsächlich im UV (Maximum bei 311 nm). Sie erzeugt auch keinen Ruß und relativ wenig Wärme. Bei der Wahl von Nachweisverfahren für eine eventuelle Flamme muss das berücksichtigt werden.

Die Temperatur der Flamme bei der Verbrennung in Luft ist vergleichbar der bei der Verbrennung von Kohlenwasserstoffen. Sie liegt in der Gegend von 2000 °C.

### 3.4 Dichte

Wegen seiner geringen Dichte wird Wasserstoff bei Freisetzung schnell aufsteigen. Oft wird das bedeuten, dass er sich in einer Unfallsituation von den Zündquellen entfernt. Auch besteht nicht die Gefahr, dass er Keller, Gräben usw. füllt. Doch muss man Sorge dafür tragen, dass er sich nicht unter Dächern fängt und dort z. B. durch Deckenlampen gezündet wird. Wasserstoffdetektoren sollten sich daher immer am höchsten Punkt eines zu schützenden Raums befinden.

### 3.5 Diffusion

Die hohe Diffusionsneigung des Wasserstoffs führt zur Permeation, vor allem durch die Wände von Druckbehältern aus polymeren Werkstoffen. Sie sind daher für die Aufbewahrung über lange Zeiten (Monate oder Jahre) nicht geeignet. Bei Metallbehältern ist dieser Effekt zu vernachlässigen.

### 3.6 Ausbreitung

In Luft freigesetztes Wasserstoffgas breitet sich schnell aus. Das kann nachteilig sein, weil eventuelle Zündquellen schneller erreicht werden können. Andererseits sinkt mit der Ausbreitung die Konzentration der Wolke, besonders wenn der Gasaustritt unterbunden worden ist.

Die Gasausbreitung hängt nicht vom Dichte-, sondern vom Konzentrationsgefälle ab. Die Wolke kann sich daher auch nach unten ausbreiten.

### 3.7 Viskosität

Wasserstoffgas hat eine sehr niedrige Viskosität. Eine Anordnung, die dicht gegen Luft ist, muss es nicht gegen Wasserstoff sein. Im Falle eines Lecks strömt ein größeres Volumen Wasserstoff pro Zeit aus als etwa Luft oder Erdgas. Andererseits ist damit wegen der geringen volumetrischen Energiedichte eine kleinere Energiefreisetzung verbunden, was einen gewissen Ausgleich schafft.

### 3.8 Versprödung

Bei polymeren Werkstoffen existiert das Problem der Versprödung durch Wasserstoff nicht. Bei metallischen Werkstoffen hängt sein Ausmaß von verschiedenen Parametern ab.

- Kristallgitter: kubisch-raumzentrierte Gitter (wie bei ferritischem Stahl) sind gefährdeter als kubisch-flächenzentrierte (Austenite, Aluminium, Nickel, Messing). Streng betrachtet werden alle Metalle früher oder später vom Wasserstoff versprödet, aber in sehr unterschiedlichem Maße.
- Oberfläche: Sprünge, Kratzer oder andere Oberflächendefekte bieten dem Wasserstoffatom einen Ansatzpunkt, um ins Material einzudringen. Besonders das Gebiet rund um eine Schweißnaht bedarf der Sorgfalt.
- Spannung: die das Gitter schwächende Wirkung des Wasserstoffatoms steigt mit der Spannung im Material. Die Form und die Einsatzbedingungen des Werkstücks müssen also in Betracht gezogen werden, um Probleme zu vermeiden.

Das Problem der Versprödung muss also durch Wahl geeigneter Werkstoffe und Konstruktionen angegangen werden.

## **4 Mythen**

### **4.1 Negativer Joule-Thomson Koeffizient**

Die Inversionstemperatur für den Joule-Thomson-Prozess (isenthalpe Expansion) liegt für Wasserstoff bei etwa 200 K. Ausgehend von Raumtemperatur wird er also wärmer. Aber selbst bei einem Druckgefälle von mehreren 100 bar liegt die damit verbundene Erwärmung in der Größenordnung von 10 K, so dass kein Zündrisiko besteht.

### **4.2 Selbstentzündung**

Wasserstoff reagiert nicht spontan mit Luft, und er entzündet sich auch keineswegs zwangsläufig beim Ausströmen aus einer beliebigen Öffnung. Dies kommt gelegentlich vor, doch selten, und der Effekt ist schwer zu reproduzieren. Eine erhebliche Gefahr scheint davon jedenfalls nicht auszugehen.

## **5 Zusammenfassung**

Die wichtigsten Risiken in Verbindung mit Wasserstoff sind die mit seiner Brennbarkeit verbundenen. Hier ist Wasserstoff dem Erdgas recht ähnlich. Die Sicherheitsvorkehrungen sind ebenfalls vergleichbar.

Andere Eigenschaften, die in diesem Zusammenhang in Betracht gezogen werden müssen, hängen mit der Kleinheit und Leichtigkeit des Wasserstoffmoleküls zusammen. Daraus folgen eine geringe Dichte, hohe Viskosität und hohe Diffusionsneigung.

Die Handhabung von Wasserstoff ist mit Risiken verbunden, doch sind diese nicht größer als bei anderen Energieträgern, die uns aus dem Alltag vertraut sind. Das erkennt man auch daran, dass die chemische Industrie seit Jahrzehnten auf einem hohen Sicherheitsniveau mit großen Mengen dieses Gases umgeht. Berichte über Unfälle gibt es nur wenige.

Nichtsdestoweniger muss die Sicherheit bei der Anwendung von Wasserstoff stets in Betracht gezogen werden, wie bei jedem anderen technischen System auch. Seit 2009 existiert in Brüssel ein eigener Verband namens „HySafe“ dazu, der Informationen dieser Art gibt oder vermittelt. Man findet ihn im Internet unter [www.hysafe.info](http://www.hysafe.info).

# KONZEPTION FÜR EIN KLIMASCHUTZPROGRAMM FÜR DIE HANSESTADT STRALSUND

## CONCEPTION FOR CLIMATE PROTECTION IN STRALSUND

MATTHIAS AHLHAUS\*, STEFAN BIERTÜMPEL  
Institut für Regenerative EnergieSysteme (IRES)  
Fachhochschule Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund  
\*)e-mail: matthias.ahlhaus@fh-stralsund.de

**ABSTRACT:** On initiative of Stralsund's town administration the climate council was founded in 2009 in order to calculate the Status Quo of Stralsund's greenhouse gas (GHG) emissions and elaborate a climate protection conception for the town. The project is supported by the German Ministry of Environment.

Three working groups were installed corresponding to the main emission sectors and tasks: "Energy", "Traffic" and "Public Relations".

In phase one of the project the actual energy consumption and CO<sub>2</sub> output of the city was calculated by means of advanced software; results are presented and compared to the CO<sub>2</sub>-emissions of other cities and Germany in average.

During phase two of the project possible measures for reducing GHG-emissions of other cities were analysed and adopted to Stralsund. Applicable measures were found in expert discussions within the working groups and possible scenarios were recommended and described in the final conception for climate protection in Stralsund.

## 1. FUNDAMENTALS OF BALANCING

The Energy and CO<sub>2</sub> balancing rules are set up by “Klima-Bündnis e.V.” which is a society founded in Switzerland by the company “EcoSpeed AG”. The target of this society is to unite as many cities as possible under the common interest of climate protection. One big issue is to make easy comparison of CO<sub>2</sub> emissions between members (cities) by setting up common balancing rules.

Determining the energy consumption follows the rules of the “Life Cycle Assessment” method (LCA). This means that energy consumption and CO<sub>2</sub> emissions are calculated based on the whole energy chain. So CO<sub>2</sub> emissions which are necessarily produced before and after consumption of certain products are included.

The territory for which the balancing was done is the city borders of Stralsund. The balancing items are the greenhouse gas CO<sub>2</sub> and the energy consumption.

## 2. CO<sub>2</sub> AND ENERGY BALANCE

Based on the decided principals the energy balance and the corresponding CO<sub>2</sub>-emissions are calculated; results are presented in figure 1.

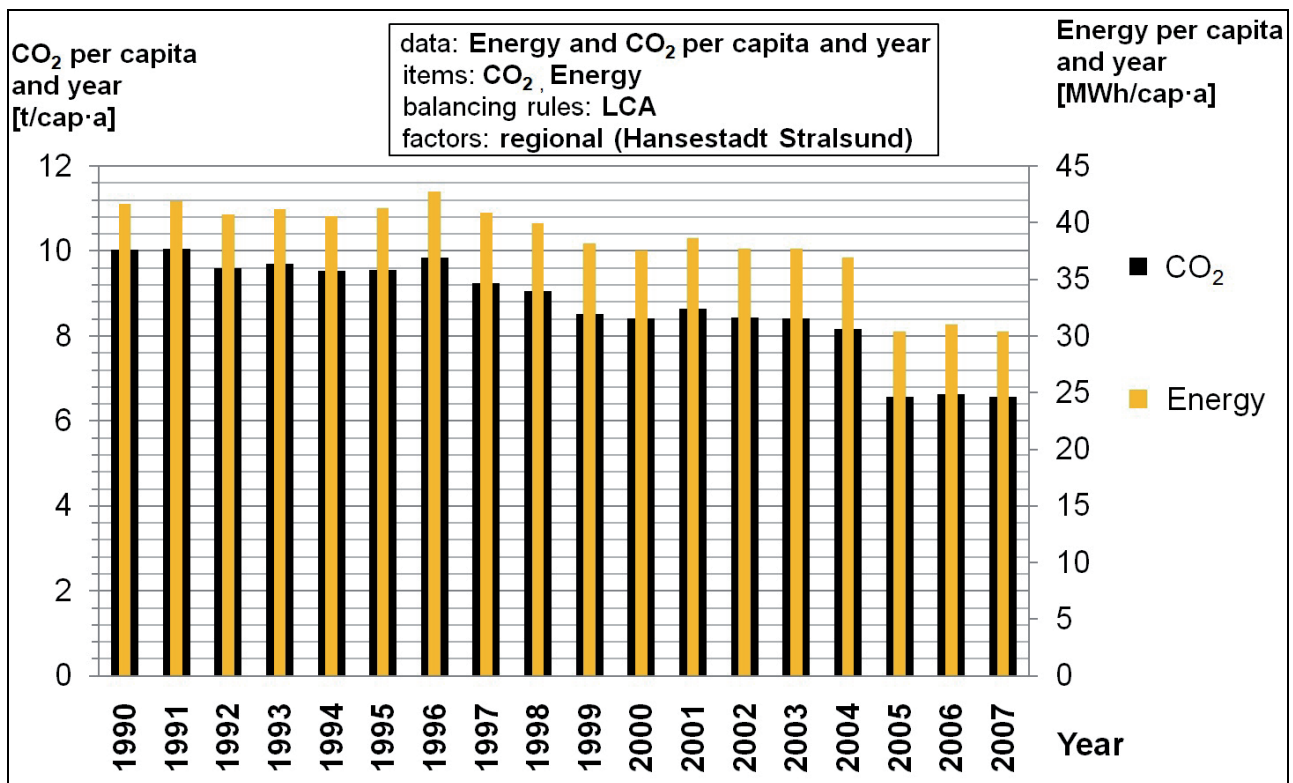


figure 1: energy and CO<sub>2</sub> balance of Stralsund

Data from 1990 to 2007 were collected and processed. From 2004 to 2005 there is a remarkable decrease in CO<sub>2</sub> emissions and energy consumption. The reason for this unsteadiness is that all the data before 2005 are based on average values for Germany where as values from 2005 to 2007 are based on real data collected from local sources of Stralsund.

figure 2 compares the CO<sub>2</sub> emissions per capita and year in Stralsund with corresponding values in other cities and Germany at all.

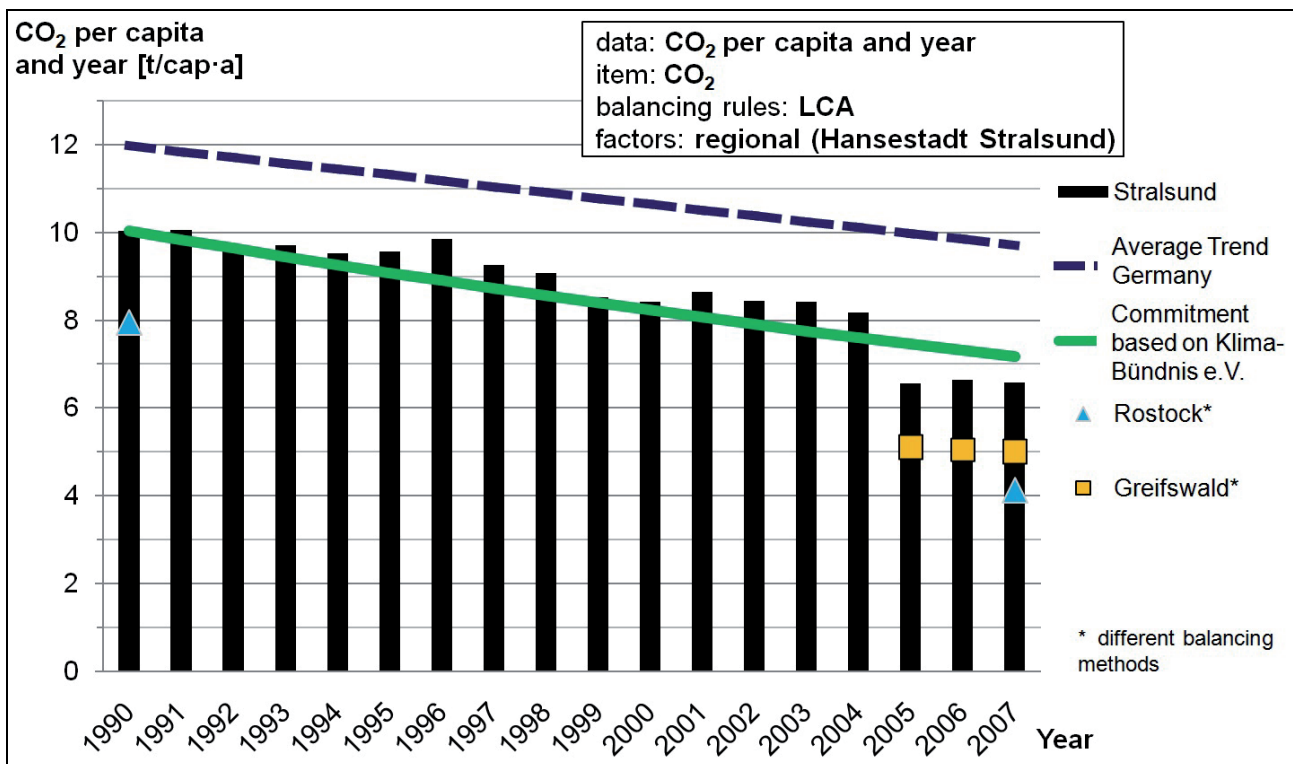


figure 2: CO<sub>2</sub> balance of Stralsund compared with other cities

As the blue dotted line in figure 2 shows that Stralsund's emissions are far below Germany's average values. The green solid line indicates the commitment of every member in the "Klima-Bündnis e.V." to lower their CO<sub>2</sub> emissions: According to the commitment members have to cut their CO<sub>2</sub> emissions every 5 years by 5% based on the amount of 1990.

### 3. STRALSUND'S CO<sub>2</sub> EMISSIONS BY ENERGY SOURCES

The breakdown of CO<sub>2</sub> emissions resulting from different energy sources can be seen in figure 3.

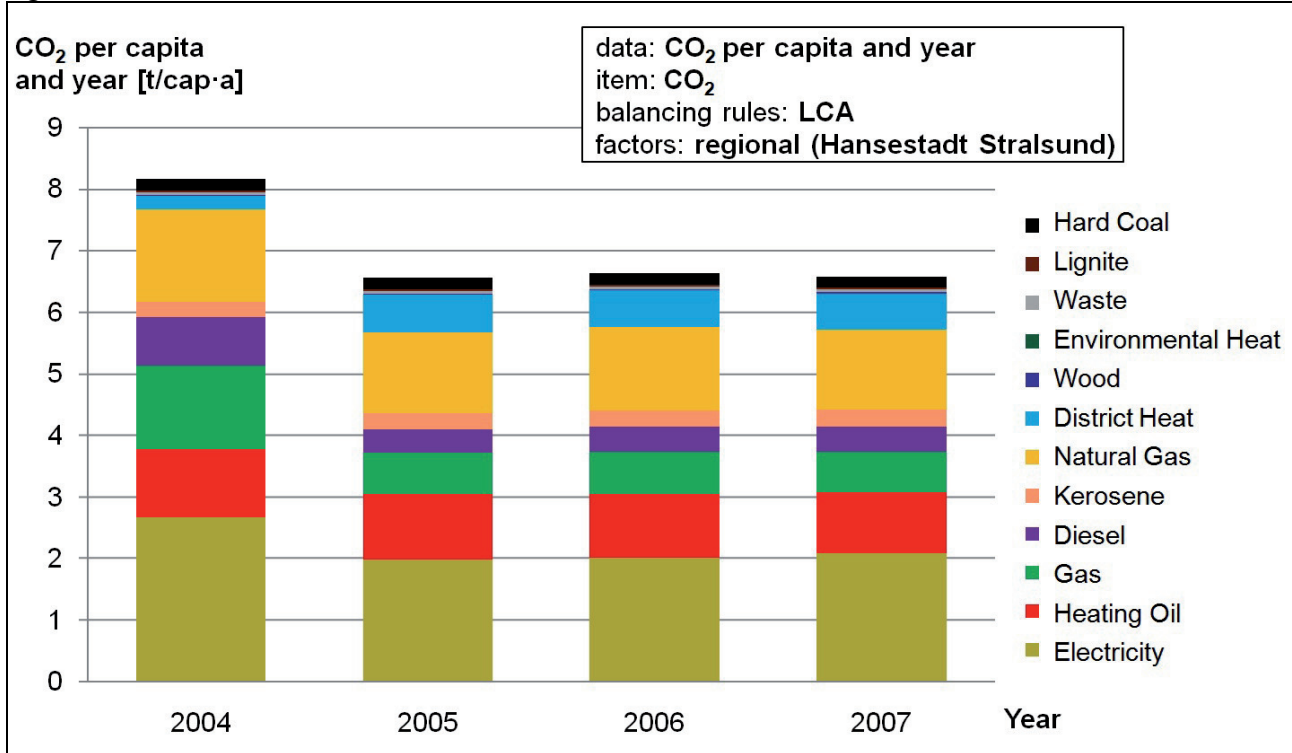


figure 3: CO<sub>2</sub> breakdown by energy sources

In Stralsund electricity, natural gas, heating oil and district heating contribute the major part of energy consumption in Stralsund. figure 4 shows the stake sectors responsible for the local CO<sub>2</sub>-emissions.

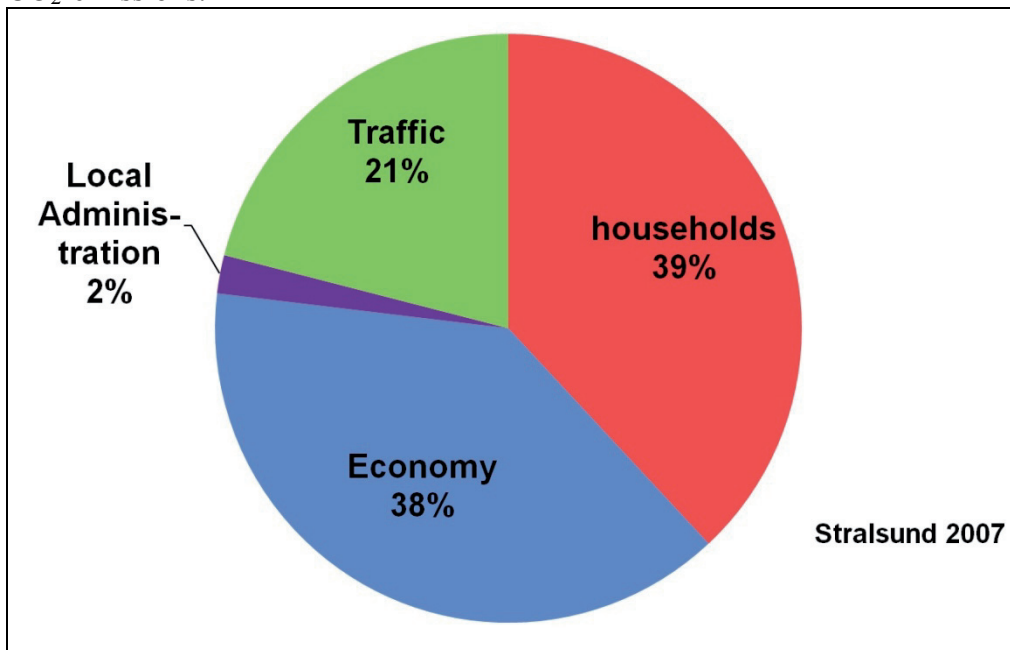


figure 4: CO<sub>2</sub> emissions arising from sectors

#### 4. PERSPECTIVE

Based on the collected and processed data a “climate protection concept” for Stralsund was elaborated and presented to the city administration.

This conception recommends applicable measures for further reduction of energy consumption and GHG emissions. These measures will affect all sectors of energy consumption and will be promoted by special accompanying measures.

The further process of implementing the “climate protection concept” in Stralsund (Phase III) should be accompanied by improvement of the existing data basis and updating of balances.

This roadmap and perspective is summarized in figure 5.

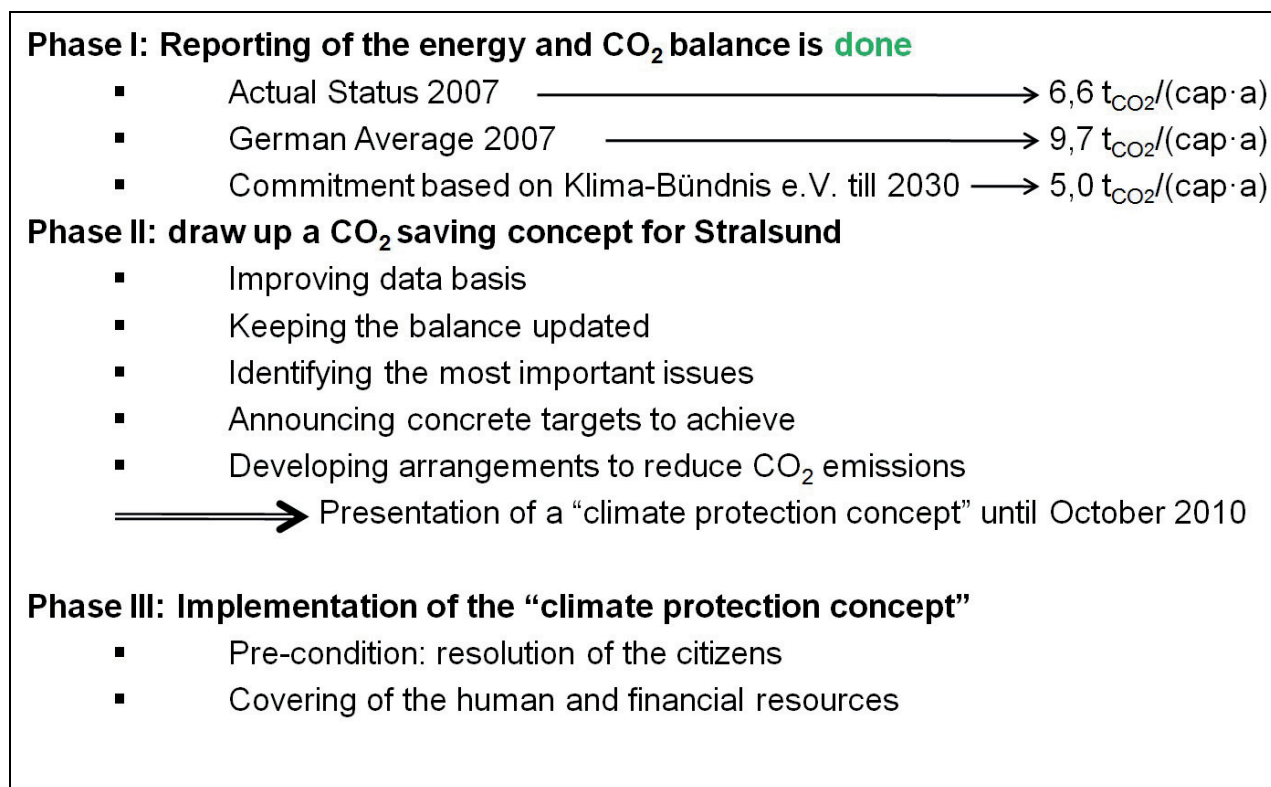


figure 5: roadmap to Stralsund’s climate protection conception



## **REFERENCES**

Ahlhaus, M. Biertümpel, S.: Fortschreibbare Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz für die Hansestadt Stralsund (April 2010)

## **KONZEPTION FÜR EIN KLIMASCHUTZPROGRAMM FÜR DIE HANSESTADT STRALSUND**

**ZUSAMMENFASSUNG:** In 2009 wurde auf Initiative der Bürgerschaft durch die Stadtverwaltung der Klimarat der Hansestadt Stralsund gegründet und die drei Arbeitskreise für Energie, Verkehr und Öffentlichkeitsarbeit gebildet.

In der ersten Phase des geförderten Projektes wurde mit Hilfe einer speziellen Software eine Ist-Analyse zum Energieverbrauch und den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Hansestadt Stralsund erarbeitet; die Vorgehensweise sowie die Ergebnisse werden präsentiert.

In der anschließenden zweiten Phase werden Klimaschutzmaßnahmen anderer Kommunen sowie eigene Vorschläge in Hinblick auf die Umsetzbarkeit vor Ort sowie die dadurch erzielbaren Effekte analysiert. Das daraus abgeleitete Klimaschutzkonzept für die Hansestadt Stralsund wird kurz vorgestellt.

# REGENERATIVE ENERGIEN IM ENERGIELAND NORDRHEIN-WESTFALEN

Dr. Frank-Michael Baumann, Dr. Thomas Kattenstein

*EnergieAgentur.NRW, Haroldstraße 4, 40213 Düsseldorf, baumann@energieagentur.nrw.de*

**Schlüsselwörter:** Regenerative Energien, Wasserstoff, Pipeline, Brennstoffzellen-Busse

## **Zusammenfassung:**

Als wichtiger Energiestandort Deutschlands und Europas hat Nordrhein-Westfalen (NRW) eine ganz besondere Verantwortung bei der Suche nach den richtigen Lösungen für eine Energieversorgung der Zukunft. Um die ehrgeizigen Ziele zur Reduktion der Kohlendioxidemissionen zu erreichen, muss in allen Bereichen eine Effizienzsteigerung realisiert und der Einsatz regenerativer Energien forciert werden. Dabei haben in NRW der Einsatz der Brennstoffzellentechnik und die Nutzung von Wasserstoff einen hohen Stellenwert. Wasserstoff wird hierbei langfristig aus erneuerbaren Energien gewonnen werden, ist in NRW kurzfristig aber auch in ausreichendem Maße aus anderen Quellen, z.B. aus Industrieprozessen und auf Kläranlagen, verfügbar. Die in NRW vorhandene Wasserstoffpipeline kann als Nukleus für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur dienen, um insbesondere Anwendungen aus dem Verkehrsbereich, und hier vor allem Busse im öffentlichen Nahverkehr, mit Wasserstoff versorgen zu können.

## **1. Entwicklung des Energieverbrauchs in NRW**

Nordrhein-Westfalen (NRW) gilt als bedeutendste Energieregion Europas. Hintergrund ist, dass NRW mit seinen 18 Mio. Einwohnern aktuell ca. 32 % des deutschen Strombedarfs bereitstellt und mit rund 1.200 TWh einen Anteil von ca. 31 % am Primärenergieverbrauch Deutschlands aufweist, woraus ein Endenergieverbrauch von 600 TWh resultiert (Basis: 2007, [1]). NRW weist damit einen vergleichsweise hohen Energieverbrauch auf, der durch die landesspezifische Wirtschaftsstruktur mit energieintensiven Industrien und das überdurchschnittliche Verkehrsaufkommen begründet ist [2]. Aus wirtschaftspolitischer Sicht ist von Bedeutung, dass etwa 1,1 Mio. Menschen in den Bereichen Kraftwerksentwicklung und -bau, Energieversorgung, Kohleabbau und in der energieintensiven Industrie beschäftigt sind.

## **2. Nutzung regenerativer Energien in NRW**

Der Anteil der regenerativen Energieträger am Primärenergieverbrauch beträgt derzeit rund 4,1 %, der entsprechende Anteil an der Stromproduktion liegt bei rund 5,9 % (Basis: 2008 [3]). Dabei hat sich in den Bereichen Strom, Wärme und Treibstoff der Anteil der regenerativen Energien an der Energiebereitstellung seit 1998 versechsfacht. Weitere deutliche Zunahmen werden erwartet. Zu den für NRW wichtigen erneuerbaren Energien zählen Windkraft, Biomasse (inkl. Klär- und Depo-niegas), Wasserkraft, Solarenergie und Geothermie. Gesetzliche Förderungen wie z.B. das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie landespolitische Ziele zum Klimaschutz sind wichtige Faktoren, die das stetige Wachstum der regenerativen Energien vorantreiben. In NRW erzielten 2008 im Be-

reich erneuerbarer Energien rund 22.400 Arbeitnehmer bei etwa 3.200 Firmen einen Umsatz von rund 6,6 Mrd. Euro [3].

## **2.1 Beispiel Strom**

In 2008 erreichte die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen in NRW eine Größenordnung von rund 10 TWh. Die Windenergie macht hiervon einen Anteil von ca. 46 % aus, die verschiedenen Formen der Bioenergie (feste Biomasse, Biogas, biogener Abfall, flüssige Biomasse, Klärgas und Deponiegas) etwa 44 %. Die verbleibenden 10 % werden zu annähernd gleichen Teilen durch Wasserkraft und Photovoltaik gewonnen. Der Photovoltaik-Sektor ist im Jahresvergleich von 2007 auf 2008 um 38% gestiegen und weist damit von allen Bereichen erneuerbarer Energien in NRW die größte Expansion auf. Wasserkraft nahm in 2008 einen Anteil von ca. 5 % ein, wobei die Potenziale zu großen Teilen erschlossen sind. Insgesamt hat NRW in 2008 ca. 10 % zum Gesamtaufkommen des in Deutschland regenerativ erzeugten Stroms beigetragen [3]. Deutliche Ziele zur Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energieträger wurden durch die neue Landesregierung formuliert. So soll den Regenerativen Vorrang gegenüber anderen Energieträgern eingeräumt und bspw. der Anteil der Windenergie bis 2020 mindestens verfünffacht werden.

## **3. Verteilung und Speicherung regenerativer Energien**

Im Zusammenhang mit der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien, insbesondere der Windenergie, in der Energieerzeugung (zentral und dezentral), sind innovative Konzepte und technische Lösungen zur Energieverteilung in den verschiedenen Spannungsebenen und sowohl zur kurzzeitigen als auch zur längerfristigen, d.h. saisonalen, Energiespeicherung zu entwickeln.

Die heute betriebenen Netze und Systeme werden den zukünftigen Anforderungen sowohl mit Blick auf die Kapazitäten als auch mit Blick auf das Lastmanagement aller Voraussicht nicht gerecht werden können. Eine Schlüsselposition zur Integration einer steigenden regenerativen und zunehmend dezentral konzipierten Stromerzeugung nehmen hierbei das elektrische Netz und die Speichertechnologien (mechanisch, chemisch, elektrisch) zur zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch ein. Speichersysteme müssen einerseits Aufgaben zur Stabilisierung der Energieverteilungsnetze übernehmen (in erster Linie durch schnelle Stromspeicher), andererseits ausreichende Kapazitäten bieten, um große Energiemengen effizient und sicher über Tage, Wochen und bzw. Monate zu speichern.

Wasserstoff kann für beide Bereiche einen wichtigen Beitrag leisten. Hierzu ist die Entwicklung und Erprobung geeigneter Elektrolyseurtechnik (zukünftig auch auf PEM-Basis), die in einem breiten Leistungsbereich die verfügbare Überschussenergie mit hoher Effizienz nutzen kann, erforderlich. Zudem gilt es für die längerfristige Speicherung Wasserstoffkavernen fortzuentwickeln. Bei der Konzeption geeigneter Speicherkonzepte sind die spezifischen geologischen und geographischen Rahmenbedingungen sowie die vorhandenen infrastrukturellen Voraussetzungen zu bewerten und angepasste Konzepte zu erarbeiten.

## 4. Wasserstoffland NRW

Langfristig kommt Wasserstoff und Elektrizität – überwiegend basierend auf CO<sub>2</sub>-freier Erzeugung – als Versorgungseinheit eine herausragende Bedeutung zu. Einerseits kann Strom mit den o.g. Restriktionen direkt ins Versorgungsnetz eingespeist werden. Andererseits verfügt der Wasserstoff durch seine Speicherfähigkeit über einen Vorteil gegenüber der Elektrizität, der die Verwendung gerade in mobilen Anwendungen und zur Übertragung von fluktuierender Solar- oder Windenergie attraktiv macht. Wasserstoff und Elektrizität sind wechselseitig konvertibel und erlauben im Versorgungssystem eine höhere Flexibilität. Beide Energieträger lassen sich auf fossiler, nicht-fossiler und langfristig regenerativer Basis herstellen.

In Nordrhein-Westfalen finden sich diesbezüglich äußerst günstige Randbedingungen sowohl für die Produktion als auch für die Verteilung und Nutzung des Wasserstoffs.

### 4.1 Wasserstoffproduktion

Die NRW-Strategie zur Einführung von Wasserstoff in die Energieversorgung inkl. Verkehrssektor beinhaltet folgende Produktionspfade:

#### a) Wasserstoff aus der chemischen Industrie

In NRW sind rund 30.000 t/a an industriellem Restwasserstoff überwiegend aus der Chlor-Alkali-Elektrolyse verfügbar [4]. Hiermit könnten theoretisch rund 300.000 Brennstoffzellen-PKW oder 6.000 Busse betrieben werden. Die erwarteten Kosten für diesen Wasserstoff, der bisher in Verbrennungsprozessen eingesetzt oder ungenutzt abgelassen wird, liegen auf dem Niveau von Erdgas zuzüglich eventueller Kompressions- und Aufbereitungskosten. Ein Beispiel für Nutzung von Wasserstoff aus der Chemieindustrie ist am Standort Hürth gegeben, wo eine Tankstelle den Wasserstoff zur Versorgung von Brennstoffzellenbussen direkt aus der benachbarten H<sub>2</sub>-Produktion bezieht und diesen daher vergleichsweise kostengünstig anbieten kann.

#### b) Wasserstoff aus Kläranlagen

Kläranlagen bieten sich aufgrund günstiger Standortmerkmale, wie z.B. Verfügbarkeit von technischer Infrastruktur und Personal, als Wasserstoffquelle an. In NRW sind von den insgesamt 670 Kläranlagen aufgrund ihrer Größe (Personenäquivalent > 100.000) etwa 70 für eine Wasserstoffproduktion geeignet. Das zugehörige Potenzial allein aus der Reformierung von Klärgas beträgt hier rund 45.000 t/a. Es kann deutlich auf 80.000 t/a gesteigert werden, wenn

- effizientere Technologien eingesetzt werden,
- eine Mitverwertung von Bioabfällen in den Faulbehältern („Co-Fermentation“) erfolgt und
- reiner Sauerstoff in den Belebungsbecken genutzt wird, der per Elektrolyse unter zusätzlicher Produktion von Wasserstoff erzeugt wird.

Ein Beispiel zur Nutzung von Klärgas zur Wasserstoffproduktion ist auf der Kläranlage in Bottrop gegeben. Hier wird derzeit ein Motor-BHKW mit dem erzeugten Wasserstoff betrieben, zukünftig soll auch die vorhandene Wasserstofftankstelle hiermit versorgt werden, um Midibusse mit Brennstoffzellenantrieb zu betanken.

### c) Wasserstoff aus Kohlekraftwerken

Kohlekraftwerke mit CCS-Technologie (Carbon Capture and Sequestration) können mittelfristig eine wichtige Option zur Energiebereitstellung nicht nur im Sektor Energieversorgung, sondern vor allem für die energieintensive Industrie in Deutschland darstellen. Die Herausforderung besteht darin, den Wirkungsgrad durch neue Produktportfolios zu erhöhen (z.B. durch die gleichzeitige Produktion von Strom, Wärme und Kraftstoffen) und das Kohlendioxid abzutrennen, zu speichern oder besser noch zu nutzen (z.B. für die Kunststoff- oder Methanolproduktion). Umfangreiche Planungen für neue Kohlekraftwerke existieren in Deutschland und NRW, inklusive großmaßstäblicher Vergasungskonzepte (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle). Wasserstoff kann hierbei vergleichsweise einfach aus dem IGCC-Prozess separiert und anderen Nutzungen zugeführt werden. Hierbei können bspw. aus einer Tonne Braunkohle rund 50 kg Wasserstoff erzeugt werden.

### d) Wasserstoff aus erneuerbaren Energien

Wie bereits geschildert, wird langfristig die Wasserstofferzeugung aus erneuerbaren Energieträgern dominieren, in Deutschland überwiegend aus Windenergie. Die GermanHy-Studie hat diesen Sachverhalt untersucht und ist zu dem Ergebnis gekommen, dass je nach Szenario zwischen 30 und 80 % des Wasserstoffs für den Verkehr in Deutschland im Jahr 2050 aus Windenergie stammen werden [5]. NRW wird trotz der ehrgeizigen Ausbaupläne für die Windkraft einen Großteil des erneuerbaren Wasserstoffs importieren müssen.

## **4.2 Wasserstoffverteilung**

Die seit den 1930er Jahren existierende Wasserstoffpipeline im Rhein-Ruhr-Gebiet (Gesamtlänge rund 240 km) kann als Nukleus für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur dienen, so dass sich die bisherigen Gastransporte über die Straße erübrigen würden. Derzeit laufen Untersuchungen zu potenziellen Standorten von Wasserstofftankstellen entlang der Pipeline, die die Wasserstoffverfügbarkeit und -qualität sowie die Infrastrukturbedingungen und die Interessen der Nutzer berücksichtigen. Das Ergebnis dieser Analyse wird eine Landkarte mit priorisierten Standorten für einen Infrastrukturaufbau in NRW sein. Im Einklang mit den Planungen der H2-Mobility-Initiative sollen bis 2020 rund 200 Wasserstofftankstellen in NRW in Betrieb sein.

## **4.3 Wasserstoffanwendungen**

Im Bereich der Anwendungen liegt ein Fokus in NRW auf der Entwicklung und dem Einsatz von Brennstoffzellen- bzw. Wasserstoffbussen. Gründe hierfür sind die vergleichsweise geringen Infrastrukturkosten (es werden nur wenige Tankstellen benötigt), der hohe Bedarf pro Tankstelle (die Tankstellen sind damit gut ausgelastet) und die hohe Wahrnehmung durch die Öffentlichkeit. Als herausragendes Projekt ist die Entwicklung und der Aufbau von vier Brennstoffzellen betriebenen Gelenkbussen von 18 Metern Länge als deutsch-niederländisches Gemeinschaftsprojekt zu nennen. Diese vier Busse werden in Kürze im regulären Linienverkehr in Hürth (Regionalverkehr Köln) und Amsterdam eingesetzt werden. Der Ausbau dieser Flotte auf zunächst 30 Fahrzeuge sowie die Entwicklung und der Einsatz von weiteren Brennstoffzellenbussen und Bussen mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor ist Bestandteil weiterer konkreter Projektplanungen, wobei der Einsatz auch an zusätzlichen Standorten erfolgen soll.

Des Weiteren wird aktuell ein Projekt zum Einsatz von Brennstoffzellen-PKW in NRW inklusive des Aufbaus einer Wasserstofftankstelle vorangetrieben. Ergänzt werden diese Anwendungen im Verkehrsbereich durch verschiedene Aktivitäten im Bereich der stationären Energieversorgung und der speziellen Anwendungen, wie z.B. Notstromversorgung und Lagertechnik.

#### **4.4 Förderung und Unterstützung in NRW**

Bislang wurden von der Landesregierung Nordrhein-Westfalen und von der Europäischen Union (Europäischer Fond für regionale Entwicklung - EFRE) rund 100 Millionen Euro für mehr als 90 Projekte im Bereich der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik zur Verfügung gestellt. Das Themenspektrum der Projekte reicht von der Entwicklung einzelner Systemkomponenten wie Verdichter und Sensoren bis hin zu Entwicklungen und Erprobungen komplexer Brennstoffzellenapplikationen im portablen, stationären und mobilen Bereich. Mit dem im Jahre 2008 beschlossenen Leitvorhaben "NRW Hydrogen HyWay" werden die bisherigen Aktivitäten entlang der Wasserstoffpipeline und an weiteren Standorten in NRW nochmals deutlich ausgeweitet. Die Landesregierung wird für Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte sowie Infrastrukturmaßnahmen zusätzlich etwa 60 Millionen Euro zur Verfügung stellen.

Die Initiierung und Durchführung der Projekte wird durch das Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff Nordrhein-Westfalen mit Sitz in der Landeshauptstadt Düsseldorf begleitet. Das Netzwerk arbeitet im Auftrag der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen und ist Bestandteil des Energiewirtschaftsclusters "EnergieRegion.NRW." Trägergesellschaft ist die EnergieAgentur.NRW. In den insgesamt acht Netzwerken dieses Clusters werden die Themen Brennstoffzelle und Wasserstoff, Kraftwerkstechnik, Biomasse, energieeffizientes und solares Bauen, Geothermie, Kraftstoffe und Antriebe der Zukunft, Photovoltaik sowie Windenergie behandelt. Zudem erfolgt eine enge Abstimmung mit dem Cluster Energieforschung (CEF), das ebenfalls bei der EnergieAgentur.NRW angesiedelt ist.

Quellen:

- [1] Statistische Berichte (2007): Energiebilanz und CO<sub>2</sub>-Bilanz in Nordrhein-Westfalen.
- [2] Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (2010): Broschüre „Erneuerbare Energien in Nordrhein-Westfalen“.
- [3] IWR (2009): Zur Lage der Regenerativen Energiewirtschaft in Nordrhein-Westfalen 2008. [http://www.iwr.de/buch/2009/RegEW/Reg\\_Energiewirtschaft\\_NRW\\_2008\\_Kurzfassung.pdf](http://www.iwr.de/buch/2009/RegEW/Reg_Energiewirtschaft_NRW_2008_Kurzfassung.pdf).
- [4] Pastowski, A., Fishedick, M., Grube, Th., Jermer, M. (2009): Optionen für den Kostenoptimierten Aufbau einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen. Endbericht, herausgegeben vom Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie, Wuppertal.
- [5] GermanHy – Studie zur Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“, Abschlussbericht (2008), [www.germanhy.de](http://www.germanhy.de)

# “Wärmespeicher – Tragende Säule des umfassenden Einsatzes von regenerativen Ideen“

Druckspeicher aus Glasfaserverstärkten Kunststoffen (GFK) - Eine neue Generation von Wärmespeichern

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

## 1 Kurzfassung

Thermische Energie macht einen wesentlichen Teil des gesamten weltweiten Energiebedarfs aus. In künftigen Wärmeversorgungssystemen wird Solarwärme die Hauptwärmequelle eines Gebäudes und weitere Wärmequellen nur als Backup vorhanden sein.

Weitere neue Anwendungen für Wärme- und Kältespeicher erschließen sich durch solare Prozesswärmebereitstellung, solare Gebäude-Klimatisierung, solar unterstützte Wärmepumpensysteme und künftig die solare Stromerzeugung.

Ein wichtiger Schritt in der Umsetzung und damit zur Erreichung der Klimaziele ist dabei die verbesserte Wärmespeicherung.

Die thermischen Energiespeicher sind hierzu ein Schlüssel zur Effizienzsteigerung.

An der TU Ilmenau werden im Rahmen des Bundesforschungsprogramms Solarthermie2000 / 2000plus seit 1995 mit Industriepartnern neue Wärmespeicherkonzepte auf der Grundlage des Einsatzes glasfaserverstärkter Kunststoffe (GFK) entwickelt und umgesetzt.

Innerhalb einer ARGE „GFK-Druckspeicher“ wurde in mehrjähriger Entwicklungsarbeit eine neue Generation Wärmespeicher entwickelt: „GFK-Druckspeicher“.

Die Dauererprobung wurde in 09/2010 erfolgreich abgeschlossen. Die Auswertung erfolgt bis 02/2011. Zur Zeit läuft die Fertigungsvorbereitung, so dass ab Mitte 2011 ein neues serienmäßig hergestelltes modulares Wärmespeichersystem aus Glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) für Füllvolumen von 2 bis 15 m<sup>3</sup> als Speichermedium mit Medientemperatur bis 95 °C und bis 3 bar Betriebsdruck zur Verfügung steht.

Über Ergebnisse der Auswertung und zum neuen Speicherkonzept wird im Vortrag aktuell berichtet.

## 2 Einleitung

Wie sieht der Energiebedarf Europas aus?

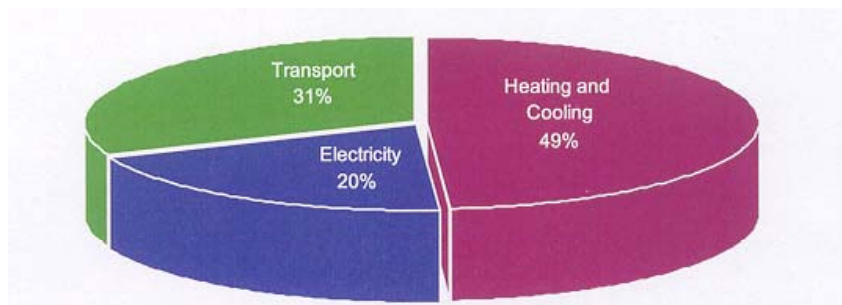


Abb. Endenergiebedarf in Europa (Quelle:EREC 2006)

Der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch in Deutschland 2008 ist 9,7 %.

**Thermische Energie macht einen wesentlichen Teil des gesamten weltweiten Energiebedarfs aus.**

**Neben dem Gebäudebereich besteht ein beträchtlicher Verbrauch thermischer Energie auch bei industriellen Prozessen und wärmeintensiven Dienstleistungen.**

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

Allein bis zum Jahr 2020 soll sich der Anteil der Wärme aus erneuerbaren Energien verdoppeln. Die Solarwärme muss aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse und geothermischer Energie damit zukünftig einen deutlich steigenden Anteil an der Wärmebereitstellung übernehmen.

Noch optimistischer stellen sich die Perspektiven aus Sicht der Europäischen Solarthermie - Technologie - Plattform (ESTTP) dar. Danach kann die Solarthermie 2030 bereits rund die Hälfte des gesamten Wärmebedarfs der EU decken. <sup>1)</sup>

In den vergangenen Jahren hat sich der Solarthermie- Markt in Deutschland positiv weiter entwickelt. 2008 wurden in Deutschland ca. 2 Mio. m<sup>2</sup> neue Kollektorfläche installiert.

Dies entspricht einem Leistungszuwachs von ca. 1,3 GW<sub>therm.</sub>

Insgesamt waren Ende 2008 in Deutschland über 11 Mio. m<sup>2</sup> Kollektorfläche mit ca. 8 GW<sub>therm.</sub> installiert.

In künftigen Wärmeversorgungssystemen wird Solarwärme die Hauptwärmequelle eines Gebäudes und weitere Wärmequellen nur als Backup vorhanden sein.

Neue Anwendungen (für Wärme- und Kältespeicher) erschließen sich u.a. durch solare Prozesswärmebereitstellung, solare Gebäude-Klimatisierung, solar unterstützte Wärmepumpensysteme und künftig solarthermische Stromerzeugung.

Ein wichtiger Entwicklungsschritt für die zur Erreichung der Klimaziele verstärkte Nutzung der thermischen Solarenergie ist dabei die verbesserte Wärmespeicherung.

Thermische Energiespeicher sind ein Schlüssel zur Effizienzsteigerung und damit zur Primärenergieeinsparung. Zu Ihrer Verbesserung sind noch erhebliche F & E – Herausforderungen zu bewältigen.

Die Solarwärmetechnik hat sich in den letzten 20 Jahren technisch stürmisch weiter entwickelt. Im Zeitraum ab 2000 ist eine Zunahme der Kombianlagen, die neben der Trinkwassererwärmung die Raumheizung unterstützen, zu verzeichnen.

Ab 2005 erfolgte durch die Förderpolitik ein deutlicher Schub von ca. 20 % auf mehr als 50 % Anteil am deutschen Solarmarkt.

Effiziente Speicher spielen also künftig eine Schlüsselrolle. Sie sind eine wesentliche Voraussetzung zur Raumheizungsunterstützung mittels Solarthermie und zur CO<sub>2</sub>-neutralen Heizungs- und Klimatisierung.

An der TU Ilmenau werden im Rahmen des Bundesforschungsprogramms Solarthermie2000 / 2000plus seit 1995 mit Industriepartnern neue Wärmespeicherkonzepte auf der Grundlage des Einsatzes glasfaserverstärkter Kunststoffe (GFK) entwickelt und umgesetzt.

Die Einsatz-Erfahrung zeigt, dass glasfaserverstärkte Kunststoffe (GFK) die Mehrzahl der geforderten positiven Eigenschaften für die Verwendung beim Bau von Wärmespeichern in sich vereinen. Ihre Eignung ist in der bisherigen Entwicklung und im Einsatz erster Speicher nachgewiesen.

Hierbei gehört Glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK) zur Klasse der Werkstoffe nach Maß.

Bei GFK-Wärmespeichern werden besonders die Eigenschaften der thermischen und medialen Langzeitfestigkeit sowie –Steifigkeit, die Wärmedehnung, der Wärmedurchgang, die Diffusionsdichtheit, die Verarbeitbarkeit und Dichte und die Herstellungskosten optimiert.



## 2 Druckspeicher aus GFK – Die neue Generation von GFK-Wärmespeichern

Die Einsatz-Erfahrung zeigt, dass glasfaserverstärkte Kunststoffe (GFK) die Mehrzahl der geforderten positiven Eigenschaften für die Verwendung beim Bau von Wärmespeichern in sich vereinen. Ihre Eignung ist in der bisherigen Entwicklung und im Einsatz erster Speicher nachgewiesen.

Hierbei gehört Glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK) zur Klasse der Werkstoffe nach Maß. Bei GFK-Wärmespeichern werden besonders die Eigenschaften der thermischen und medialen Langzeitfestigkeit sowie –Steifigkeit, die Wärmedehnung, der Wärmedurchgang, die Diffusionsdichtheit, die Verarbeitbarkeit und Dichte und die Herstellungskosten optimiert.<sup>1)</sup>

Nach mehrjähriger Entwicklungsarbeit (ARGE „Druckspeicher“: VKA Verbundwerkstoff- und Kunststofftechnik GmbH Schönbrunn / ed energie.depot GmbH Radeberg / Prof. Berthold Knauer / TU Ilmenau Institut für Thermo- und Fluidynamik / ZS Systemtechnik für Erneuerbare Energien Reinsdorf) wurde die Dauererprobung einer neuen Generation von GFK-Druck-Wärmespeichern nunmehr erfolgreich abgeschlossen. Damit steht ein modulares Wärmespeichersystem für Füllvolumen von 2 bis 15 m<sup>3</sup> Wasserfüllung, einer Flüssigkeitstemperatur bis 95 °C und einem Betriebsdruck bis 3 bar zur Verfügung.

Die neuartigen Faserverbundspeicher zeichnen sich besonders durch nachfolgende Eigenschaften aus:

1. Deutlich geringere Wärmeverluste und damit höherer Wirkungsgrad infolge der werkstoff-spezifischen Dämmeigenschaften im Vergleich zu Stahl
2. die nennenswerte Temperatur- und Belastbarkeitserhöhung in Verbindung mit einem neuartigen Be- und Entladesystem führen zu einer nachhaltigen Steigerung der Speicherdichte
3. Hervorragende Schichtungseigenschaften
4. Massereduzierung im Vergleich zu Stahl führt zur Reduzierung von Aufwand und damit Kosten bei Transport und Montage
5. Preisneutral im Vergleich zu Stahlkonstruktionen
6. Korrosionssicherheit und Langlebigkeit

Fertigung und Montage, einschließlich der thermischen Be- und Entladevorrichtungen, erfolgen durch die Firmen VKA Verbundwerkstoff- und Kunststofftechnik GmbH Schönbrunn sowie ed Energiedepot Radeberg GmbH Radeberg.

Durch das Institut Thermo- und Fluidynamik an der TU Ilmenau (Fachgebiet Thermo- und Magnetfluidynamik / Arbeitsgruppe Regenerative Energien und Umweltmesstechnik) erfolgt die Prüfung und Bewertung und die Koordinierung der vorgesehenen Weiterentwicklungen.

## 3 Zusammenfassung

Die Weiterentwicklung der Wärmespeichertechnologien ist ein wichtiger Beitrag zur Erreichung der Klimaziele und damit einer zügigen Ablösung der bisher eingesetzten fossilen Primärenergieträger.

Im Vortrag wird die Entwicklung einer neuen Generation von Wärme-Druckspeichern vorgestellt und über Ergebnisse der Auswertung und zum neuen Speicherkonzept wird aktuell berichtet.

Quellenangabe / Literatur:

- 1) Bühl, J.: „Wärmespeichertechnologien in Deutschland bis 2020 – Entwicklungsabschätzung“ Ilmenau 082010
- 2) „Leitstudie 2008“ Weiterentwicklung der „Ausbastrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschland und Europas.  
- Zentrale Ergebnisse für Entscheidungsträger –  
Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit  
Herausgeber: BMU Stand: Oktober 2008

**Hinweis:**

Das vorgestellte Projekt wird durch AIF Berlin GmbH und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) über den Projektträger Jülich (PT J) gefördert. Der Autor dankt für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

**Infos's zum Autor:**

Dipl.-Ing. Jürgen Bühl



TU Ilmenau  
PF 10 05 65  
98684 Ilmenau  
Tel. 03677/ 69 1827  
[Juergen.buehl@tu-ilmenau.de](mailto:Juergen.buehl@tu-ilmenau.de)

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

# Logistics Analysis of Rice Straw for Power Exploitations and Potential Green House Gas Mitigations- An Example in Thailand

Mitra Kami Delivand<sup>a,b</sup>, Mriko Barz<sup>a,b</sup>

<sup>a</sup>The Joint Graduate School of Energy and Environment (JGSEE), King Mongkut's University of Technology Thonburi, 126 Prachauthit Road, Bangmod, Tungkru, 10140 Bangkok, Thailand

<sup>b</sup>Centre of Energy, Technology and Environment, Ministry of Education, Thailand  
e-mail: mirko\_b@jgsee.kmutt.ac.th; mitra@jgsee.kmutt.ac.th

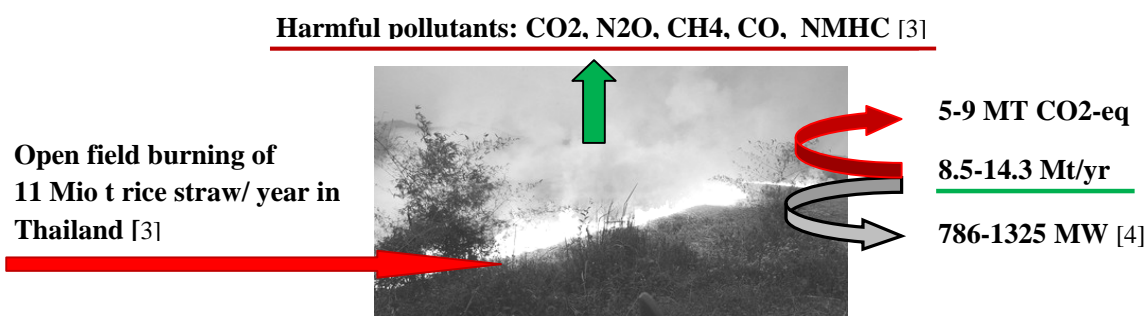
## Abstract

The use of agricultural residues as an energy source has a huge potential to save fossil fuel sources and to reduce the related energy economies pressure on the environment. The assessment of the various process chains for the energetic utilization of rice straw is mainly based on the consideration of the fuel parameters and investigation of the logistics. An engineering cost analysis of rice straw logistics to ensure a profitable operation of the fuel supply to projected thermal power plants in Thailand, including an optimized solution to collect, transport, and store the straw, is presented. The developed baseline scenario for a 10 MWe power plant indicates that the specific costs of rice straw logistics in Thailand will be around 22 USD/t on the average basis in the regions with high potential of rice straw, but no considerable practical use until now. The life cycle green house gas impacts assessment of the activities involved in the handling of rice straw and its combustion in the power plant to generate electricity show that, through substitution of fossil fuels, a specific volume of 148 m<sup>3</sup> natural gas savings and an avoidance of 0.227 t CO<sub>2</sub>-eq emissions per 1 tonne of dry rice straw could be expected.

**Keywords:** Rice straw logistics; power plants; life cycle; Green house gas assessment

## Introduction

Many efforts have been undertaken to increase the use of renewable resources for energy purposes and to decrease the constraints on the use of nonrenewable sources. Rice straw as major agricultural residues, especially in Asian countries, is a potential fuel for energy exploitation [1].

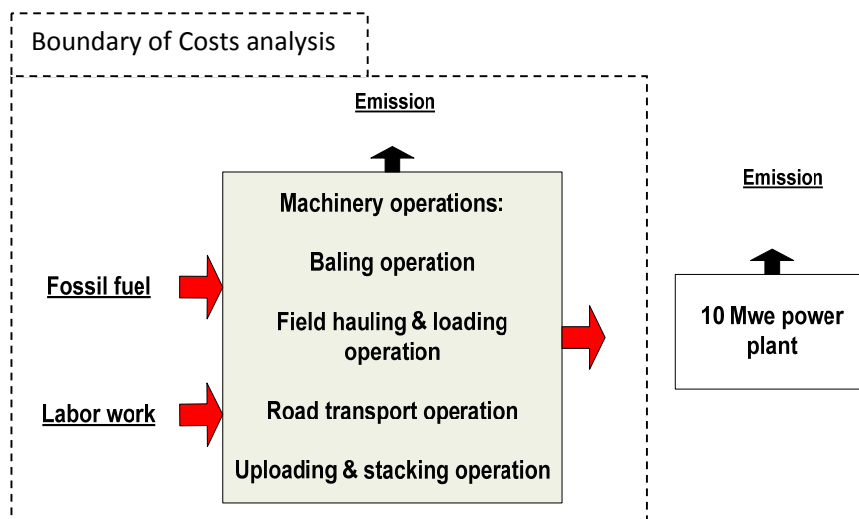


**Fig. 1- Rice straw open field burning in Nonthanburi, Thailand [2]**

An overview of the straw fired power plants in Denmark from 1989 till 2009 shows the successful operations of burning straw fuel types in power plants [5]. The reason why successful concepts for straw utilization from European countries have not been implemented widely in Asia until now is the missing profitability. To ensure a profitable operation of rice straw fired power plants the whole process chains, including the pre-use logistics steps must be taken under consideration. In this view collecting, storing and distributing the biomass streams from the fields to the power plants is a major logistics challenge with great influence to reach profitability. For this reason we assessed the rice straw logistics process chains for energy exploitation. The effect of rice straw logistics management to reduce the green house gas emissions has been investigated too.

## 1. Methodology

A spread sheet model is developed for assessment of the full supply chain of rice straw delivery to a 10 MWe projected power plant in Thailand. The boundary and activities included into the model for the cost analysis and air pollution emissions are illustrated in Fig. 2. It is assumed that straw will be collected in normal size bales ( $1.2 \times 0.5 \times 0.4$  m), because in Thailand we have a smaller division of the farmlands in smaller areas and often weak soil conditions. The functional unit of the model is the delivery of 1 tonne of straw from the field to an exemplary 10MWe power plant and burning it for electricity generations.



**Fig. 2- Boundary of the rice straw delivery to a power plant**

The Calculations of ownership and operating costs of agricultural machineries are based on the machinery management data and calculations presented by the American Society of Agricultural and Biological Engineers (ASAE) [6, 7, 9]. These calculations cover the associated costs of the ownership, insurance, investment, repair and maintenance, fuel and lubrication. Direct quotations from the related companies and enterprises in Thailand are used for the machineries' costs estimation. Rice straw annual demand for the power plant is estimated by Eq. (1) based on the major assumptions presented in Table 1.

$$\text{Annual demand of feed stock (t/yr)} = \frac{\text{Electrical output} * 3.6 * \text{OH}}{\text{Efficiency} * \text{LHV}} \quad \text{Eq. (1)}$$

**Table 1- Major assumptions for estimating annual rice straw demand**

Nominal capacity of the plant	10 MW <sub>e</sub>
Annual operation hours	6000 hrs
Foreseen efficiency based on LHV	21 %
Low heating value of rice straw	12.4 <sup>(1)</sup> MJ/kg
Moisture content (MC)	11% <sup>(2)</sup>
Actual annual rice straw demand	101,905 t/yr

(1) (2) Average of [9, 10, 11,12]

(2) Considering a further 10% organic matter loss [13]

The distance calculation of the catchments area is based on the assumption that the power plant is located in the center of a circular area, from which rice straw would be collected. The yield of rice products is obtained from the available 3-year-statistics data from the Office of Agricultural Economics, Thailand (OAE) [14] and the average rice yield has been estimated to be 3.1 t/ha in the three regions (Central, Northern and Northeastern, Thailand). An average Straw to Grain Ratio (SGR) of 0.60 [12,15,16] at 11% moisture content is used to estimate the rice straw yield. A fraction of 25% of the land is assumed to be preoccupied by buildings, roads, water bodies and other infrastructures. An average fraction of 67% of the rice straw farm lands is included in the calculation of the catchment area, and the collection efficiency is assumed to be 40% (60% of the straw remains on the field to ensure the long term soil fertility). Under the input data and assumptions, the estimated average rice straw yields, circular areas and round trip distances are shown in Table 2.

**Table 2- Average rice straw yields and a round trip distance**

Average straw collection yield, ( t/ha)	0.736
Average Circular area , (km <sup>2</sup> )	2700
Average round trip distance including road winding factor,(km)	82

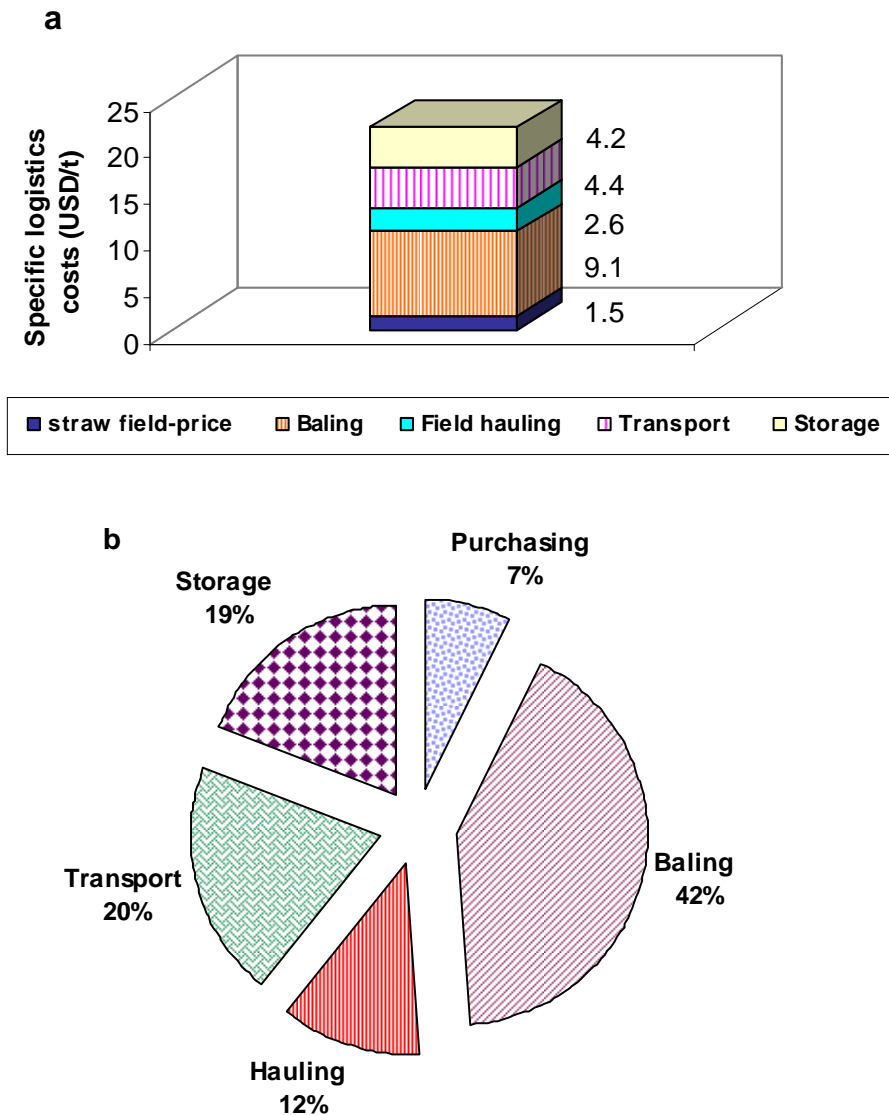
This study focuses on energy exploitation in the regions where straw is not commercially used for any purposes until now and open field burying is the common disposal way of the straw residues. Therefore, we have considered a minimum price of the straw in the field which accounts to almost 7% of the total straw handling operations. Another consideration in the model is a 2-week-inventory roofed storage scenario. Duration of the trip and hourly time spent on any activity involved in the straw handling from the field to the projected power plant has been considered for the labor costs estimations.

## 2. Results and discussions

### 2.1 Logistics cost analysis

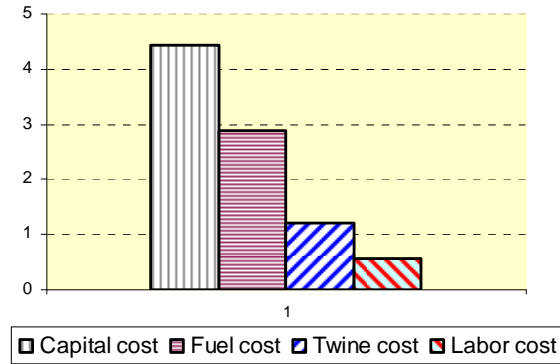
Based on the methodology and assumptions explained in section 1, the specific logistics costs of the individual activity of handling of the straw to the projected power plant are calculated and the

resulting logistics costs and their percentage costs distributions are shown in Fig. 3 a and b. The results show that the total specific logistics cost of all the operations is around 22 USD/t. This amount is equivalent to almost 1.84 USD/GJ on energy basis.



**Fig. 3- Logistics cost breakdowns of rice straw: a USD/t; b cost percentage distributions**

As shown in Fig. 3, the baling operation accounts for the most portions of the costs associated with handling of rice straw. For this reason, the baling cost breakdowns are analyzed and results are illustrated in Fig. 4, implying that the capital costs (ownership cost and operating cost excluding fuel cost which is analyzed separately) have the highest cost share.



**Fig. 4- Cost breakdowns of baling operation**

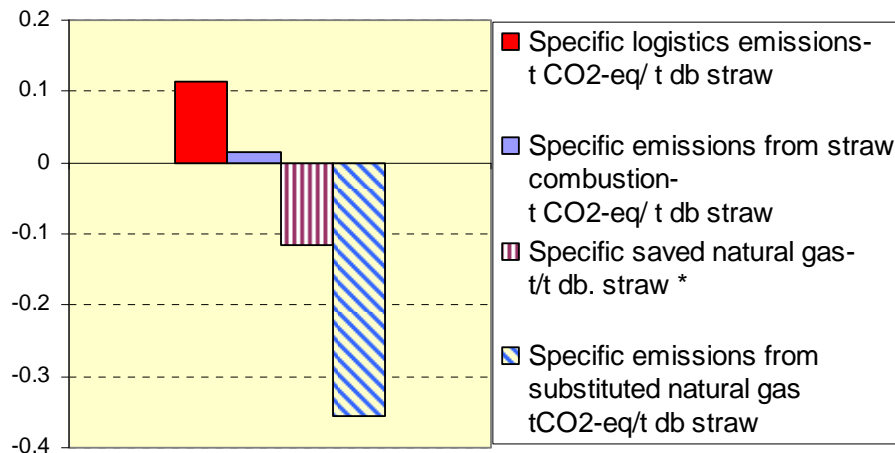
## 2.2. GHG mitigations in logistics operations for power productions

The logistics operation of straw delivery to a 10 MWe power plant could result in air pollution mitigations due to the avoided open field straw burning and the avoided emissions from the substituted fossil fuels (natural gas). Taking into account the emission factors specified to burning of rice straw derived from [3], and using the USA life cycle inventory database [17] in which emission flows of diesel combustion in combination trucks are provided, we have calculated the concentrations of CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, and N<sub>2</sub>O in the whole operations involved in the developed logistics model and burning of the straw in the projected power plant. The characterization factor system developed by Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) explained by [18] is used to weight the various substances according to their efficiencies as green house gases. The results presented in Table 3 show the potential specific green house gas (GHG) emission which could be avoided in case of the straw delivery to a 10 MWe power plant.

**Table 3- GHG emissions of transporting the rice straw to a 10 MWe power plant**

	t CO <sub>2</sub> eq./t straw db
GHG emissions due to open field burning	1.209
GHG emissions due to logistics management of straw	0.114
Potential avoided GHG emissions due to straw management	1.095

In Thailand around 76% of the electricity demands are generated from natural gas power plants [19]. The life cycle GHG impact of the natural gas electricity power plant in Thailand is reported to be around 0.539 g CO<sub>2</sub>-eq/MWh [20] which is used in this study. By assuming that the LHV, and efficiency of the natural gas power plant are 47.1 MJ/kg, and 44%, respectively, the amount of the potential saved natural gas, and the likely avoided GHG emissions through its substitution by rice straw fuel in a 10 MWe power plant is calculated and results are illustrated in Fig 5.



\*Equivalent to 148 m<sup>3</sup>/t db straw; 1 t<sub>db</sub> straw generates 0.662 MWh<sub>e</sub>

**Fig. 5- Natural gas savings and the GHG emission profiles of straw electricity exploitation**

Because the rice plants absorb CO<sub>2</sub> as they grow, we have not included the CO<sub>2</sub> emissions of burning the straw for electricity generation in the GHG emission profiles presented in Fig. 5. However, the N<sub>2</sub>O and CH<sub>4</sub> concentrations have been taken into account. The results show that an approximate specific volume of 148 m<sup>3</sup> of natural gas can be substituted by every one tonne of rice straw in a 10 MW power generation plant. The total natural gas savings for the 20-year life time of the straw combustion plant would be 268 Mm<sup>3</sup>, and the total net CO<sub>2</sub>-eq mitigation due to the natural gas substitutions would be 411 kt CO<sub>2</sub>-eq (0.227 tCO<sub>2</sub>-eq/ t db straw). Furthermore, a considerable amount of about 2.2 Mt CO<sub>2</sub>-eq emitted from the straw open field burnings could be avoided as well.

### 3. Conclusions

Handling of rice straw as a bulky biomass is one of the major constraints for straw energy exploitations in many regions. The investigation of the economic feasibility of fuel supply operations is required prior to start a rice straw fired power plant. Analysis of the various activities involved in the straw handling showed that the specific logistics costs of the rice straw as the fuel for a 10 MWe power plant in Thailand could be around 22 USD/t equal to 1.84 USD/GJ. A life cycle GHG impact assessment of the rice straw logistics operations and its burning in a 10MW power plant indicated a total volume of 268 Mm<sup>3</sup> natural gas savings along with an overall amount of 411 kt CO<sub>2</sub>-eq mitigations benefits from using rice straw residues for 10MW power generations.

### 4. Acknowledgement

We acknowledge the financial supports of the Joint Graduate School, King Mongkut's University of Technology and the Centre of Energy, Technology and Environment, Ministry of Education, Thailand.



## 5. References

- [1] Yano S. , Inoue H., Murakami K., Sawayama S., Kenji I., Yokoyama S. (2009). Potential of ethanol production from major agricultural residues in Asian countries, 6th Biomass Asia Workshop, November 18 – 20, 2009. Hiroshima, Japan.
- [2] Sustainable rice straw management for urban air pollution reduction in Bang Bue Thon Nonthanburi province, Thailand. Southeast Asia Urban Environmental Management applications (SEA-UEMA) project (2009). Asian Institute of Technology, Thailand. Available at [http://www.seauema.ait.ac.th/Publications/casestudy/material/ADP\\_casestudy5\\_09](http://www.seauema.ait.ac.th/Publications/casestudy/material/ADP_casestudy5_09).
- [3] Gadde B., Bonnet S., Menke C., Garivaita S. (2009). Air pollution emissions from rice straw open field burning in India, Thailand and the Philippines. *Environmental Pollution* 157 (5) : 1554- 1558.
- [4] Suramaythangkoo T., Gheewala S.H. (2008). Potential of practical implementation of rice straw-based power generation in Thailand. *Energy Policy* 36: 193-197.
- [5] Fenger L.D. (2008). The use of straw as energy source- example Denmark, Central European Biomass Conference, Jan. 16 – 19, 2008. Graz, Austria.
- [6] Smathers R. (2007). The costs of owning and operating farm machinery in the Pacific Northwest. [http://www.cals.uidaho.edu/edComm/pdf/PNW/PNW\\_0346/toc.html](http://www.cals.uidaho.edu/edComm/pdf/PNW/PNW_0346/toc.html). Accessed on Sep. 10, 2010.
- [7] Huisman W., Venturi P., Molenaar J. (1997). Cost of supply chains of *Miscanthus giganteus*. *Industrial Crops and Products* 6 : 353-366.
- [8] Joseph St. (2000). Agricultural Machinery Management Data. D 497.4.
- [9] Srisovanna P. (2004). Thailand's Biomass Energy. Energy Conservation Center of Thailand. Electricity Supply Industry in Transition: Issues and Prospect for Asia. 14-16 Jan. 2004.
- [10] Energy for Environment Foundation (EEF) (2007). Biomass Analysis , Energy for Environment Foundation, Thailand. Available at [http://www.efe.or.th/download/Heating %20Value.pdf](http://www.efe.or.th/download/Heating%20Value.pdf) . Accessed in June 2010.
- [11] Prasertsan S., Sajjakulnukit B. (2006). Biomass and biogas energy in Thailand: Potential opportunity and barriers. *Renewable Energy* 31 :599–610.
- [12] Gadde B., Menke C., Wassmann R. (2009). Rice straw as a renewable energy source in India, Thailand, and the Philippines: Overall Potential and limitations for energy contribution and greenhouse gas mitigation. *Biomass and Bioenergy* 33: 1532-1546.
- [13] Perlack R.D., Turhollow A.F. (2002): Feedstock cost analysis of corn stover residues for further processing. *Energy* 28: 1359-1403.
- [14] Agricultural statistics of Thailand, Office of Agricultural Economics (OAE), Ministry of Agriculture and co-operatives, OAE.
- [15] Yokoyama S.Y, Ogi T., Nalampoon A. (2006). Biomass energy potential in Thailand. *Biomass and Bioenergy Utilization of Biomass* 18 : 405-410.
- [16] Boonrod S., Rungrawee Y., Virach M., Veerawan P., Bhattacharyab S.C., AbduSalam P. (2005). Assessment of sustainable energy potential of non-plantation biomass resources in Thailand. *Biomass and Bioenergy* 29: 191-198.
- [17] NREL- National Renewable Energy Laboratory: U.S. Inventory database. Available at <http://www.nrel.gov/lci/database/default.asp>.
- [18] Sonnemann G., Castells F., Schuhmacher M. (2004). Integrated life-cycle and risk assessment for industrial processes. CRC Press, U.S.: 37-75.
- [19] Energy Planning and Policy Office (EPPO). (2010). Ministry of Energy, Thailand <http://www.eppo.go.th/index-E.html>.
- [20] Phumpradab K., Gheewala S.H., Sagisaka M. (2009). Life cycle assessment of natural gas power plants in Thailand. *International Journal of Life Cycle Assessment* 14:354–363.

# „Der Heatpipe-Reformer® – Entwicklung, Inbetriebnahme und Erprobung“

A. Dengel<sup>1</sup>, M. Stemann<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup>h s energieanlagen GmbH, Am Lohmühlbach 21, D-85356 Freising

Die Evonik New Energies GmbH beteiligt sich seit Ende 2005 an der Erprobung eines Prototyps eines neuartigen allothermen Biomassevergasers der Firma h s energieanlagen gmbh. Vorausgegangen war die Entwicklung dieses Konzeptes mit weiteren Projektpartnern in den Jahren 2000 bis 2003 am Lehrstuhl für Thermische Kraftanlagen an der TU München. Der auf dem Gelände des Biomasseheizkraftwerkes Neufahrn errichtete Prototyp entspricht einer Standardanlage mit einer Brennstoffleistung von 500 kW zur Erzeugung von 110 kWe mit einer Gasturbine und einer Nutzwärmeauskopplung von bis zu 300 kWth. Weiterer Partner ist eine in Freising beheimatete Handelsgesellschaft, die nach erfolgreichem Probetrieb des Vergasungsreaktors in Neufahrn diese Anlage erhält und in Kombination mit einer Mikrogasturbine Strom nach EEG erzeugen will bei eigener Wärmenutzung.

Der Biomasse Heatpipe-Reformer® (Bio-HPR®) erzeugt aufgrund der unter 5 bar ablaufenden allothermen Wasserdampfvergasung ein hochwertiges wasserstoffreiches Gas, das z.B. direkt einer Gasturbine zugeführt werden kann. Alleinstellungsmerkmale des Verfahrens sind der Wärmeeintrag in den Vergasungsreaktor aus einer getrennten Brennkammer mittels Heatpipes (Wärmeleitrohren) und die Umgehung der Teerproblematik – eine der wesentlichen Herausforderungen bei Vergasungstechnologien – durch die direkte Zuführung der Produktgase in die Brennkammer einer Gasturbine, d.h. ohne Abkühlung unter den Taupunkt der Teere.

Das Gas eignet sich weiterhin zur Synthese von Methan oder flüssigen Treibstoffen (Methanol oder synthetischer Diesel), für einen Einsatz in Hochtemperatur-Brennstoffzellen bzw. zur Abtrennung von Wasserstoff, da es kaum durch innerte Gase verunreinigt ist.

## **Schlüsselwörter:**

allotherme Vergasung, Biomasse, wasserstoffreiches Gas, Gasturbine, KWK

## **Einleitung:**

In Deutschland, in der Europäischen Union und inzwischen auch weltweit besteht breites energiepolitisches Einvernehmen, dass die Energiebereitstellung der Zukunft ohne Einbeziehung der regenerativen Energiequellen nicht möglich sein kann.

Gleichzeitig sind dabei jedoch unverzichtbar:

- die hohe Verfügbarkeit sowohl der Umwandlungstechnologie, als auch des „Primärenergieträgers“, gegebenenfalls die sichere Verfügbarkeit dieser Einsatzstoffe,
- deren umweltschonende bzw. umweltneutrale Umwandlung sowie
- ein hoher Wirkungsgrad des Umwandlungsprozesses.

Die Erforschung und Entwicklung großtechnischer Prozesse und Anlagen, welche diesen Anforderungen genügen, ist weltweit im Gang. Ausgereifte technologische Lösungen, die auch in grö-

ßeren Leistungsklassen sicher beherrschbar funktionsfähig wären, sind aktuell jedoch noch nicht verfügbar. Dies gilt insbesondere für Technologien, die nicht durch modulartigen Ausbau wie beispielsweise Wind – und Sonnenenergiefarmen ohne erhebliche Mehrkosten skalierbar wären.

Das grundsätzliche Prinzip des Heatpipe-Reformers<sup>®</sup> erfüllt als Umwandlungsanlage die gestellten Anforderungen in hervorragender Art und Weise. Als Einsatzstoff dient nachwachsende, heimische Biomasse, welche CO<sub>2</sub>-neutral mit dem im Vergleich zur Verbrennung höheren Gesamtwirkungsgrad eines Vergasungsprozesses umgewandelt wird.

Beim Bio-HPR handelt es sich um einen allothermen Wasserdampf-Vergaser, der am Lehrstuhl für thermische Kraftanlagen der TU München entwickelt wurde. Die Funktionstüchtigkeit wurde mit verschiedenen Laboranlagen-Prototypen nachgewiesen. Seit 2005 hat sich die Firma hse als Lizenznehmer mit der Weiterentwicklung und Markteinführung dieser vielversprechenden Vergasungstechnologie befasst.

Die erste vollautomatisierte und vollintegrierte Anlage mit einer Brennstoffleistung von 500 kW wurde Ende 2007 errichtet. Im Jahr 2008 erfolgten Inbetriebnahme und Probetrieb. Zur Erprobung der 500 kW-Anlage ist Evonik New Energies GmbH dem Vorhaben beigetreten und hat auf dem Betriebsgelände des Heizkraftwerks Neufahrn-Eching eine entsprechende Fläche zur Verfügung gestellt. Der Standort verfügt über eine ausreichende Wärmesenke, um den Bio-HPR dort betreiben und testen zu können. Strategisch gesehen würde die allotherme Vergasung von Biomassen das Portfolio der Evonik New Energies hervorragend ergänzen, da neben 11 Anlagen zur Biomasseverbrennung mittlerweile auch zwei Biovergärungsanlagen von dem Unternehmen betrieben werden. Somit stünde mit der allothermen Vergasung ein Verfahren zur Verfügung, welches im kleinen und mittleren Leistungsbereich schlecht vergärbare Biomassen zur Stromerzeugung nutzen könnte.

Mit der Heatpipe-Technologie sind mehrere Vorteile verbunden:

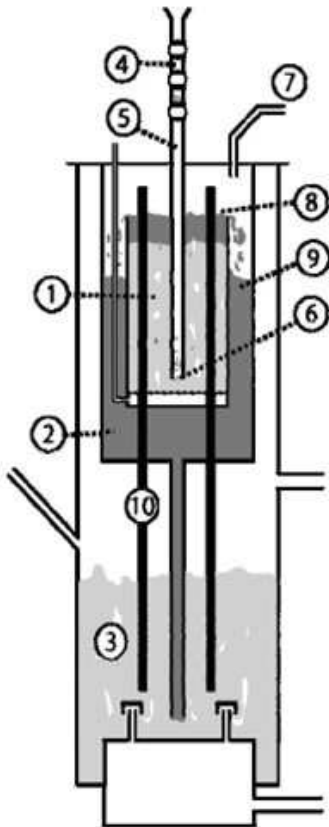
- Der Einsatz biogener Brennstoffe unterstützt die energiepolitische Forderung zur CO<sub>2</sub>-Minderung.
- Anstelle der Verbrennung mit einem geringeren Gesamtwirkungsgrad ermöglicht das Heatpipe-Verfahren, welches die Biomasse vergast, den Einsatz des entstehenden Gases in effizienteren Umwandlungsmaschinen.
- Der kleine Leistungsbereich der Anlage erlaubt deren flexiblen und dezentralen Einsatz.

### **Technische Konzeption des Bio-HPR:**

Ein allothermer Vergaser setzt zwei getrennte Apparate voraus:

Den Vergaser, in dem die Biomasse durch Zufuhr des Vergasungsmittels Wasserdampf umgesetzt wird und die Brennkammer, die die für die endotherme Vergasungsreaktion erforderliche Wärme bereitstellt, welche in den Vergaser eingebracht werden muss. Der Wasserdampf bewirkt dabei die schrittweise Umsetzung des Kohlenstoffs.

- In Summe entsteht ein wasserstoffreiches mittelkalorisches Gas. Findet die Vergasung unter Druck statt, kann das Produktgas direkt einer Gasturbine zur Erzeugung von Strom und Wärme zugeführt werden.
- Die für die Vergasungsreaktionen erforderliche Wärme wird durch atmosphärische Verbrennung mit Luft in einer separaten Brennkammer erzeugt.



- (1) Vergaser (5 bar)
- (2) Siphonsystem (Druckschleuse)
- (3) Brennkammer (1 bar)
- (4) Brennstoffschleuse
- (5) Fallrohr
- (6) Brennstoffeintrag
- (7) Produktgasaustritt
- (8) Überlauf Wirbelschicht
- (9) Bettmaterial mit Restkoks
- (10) Heatpipes

Abb. 1.: Schematische Darstellung der Bio-HPR Funktionsweise

Durch die Verbindung von Brennkammer und Vergaser mit den Heatpipes entsteht das Konzept des Heatpipe-Reformers<sup>®</sup>. Diese Wärmeleitrohre transportieren Wärme mittels eines Metall-dampfstroms äußerst effizient, d.h. mit geringem Temperaturgefälle, von der Verdampfungszone (Wärmezufuhr in der Brennkammer, Sieden des flüssigen Metalls) zur Beheizungszone (Vergaser), wo der Metaldampf durch Wärmeabgabe kondensiert und als Flüssigkeit zur Brennkammer zurückfließt. Wichtige Aspekte sind:

- Minimierung des Temperaturgefälles zwischen Brennkammer und Vergaser durch die hohen Wärmeübergangskoeffizienten beim Sieden und Kondensieren,
- der Transport durch den Metaldampf sowie
- der gute Wärmeübergang in den Wirbelschichten.
- Die Idee des Heatpipe-Reformers zielt ab auf die Umgehung bzw. Lösung der Schwachpunkte des „autothermen Holzvergaser“:
- Das Abkühlen des Produktgases auf Temperaturen unter die Kondensationstemperatur von Teeren (ca. 300° C) ist dann nicht erforderlich, wenn die Vergasung bei einem Druck erfolgt, der dem Brennkammerdruck einer Gasturbine entspricht. Die Teere werden in diesem Fall als energiereicher Bestandteil des Gases genutzt.

Funktional und konstruktiv anspruchsvoll ist das integrierte Konzept von Vergaser und Brennkammer in einem Behälter. Es schränkt die Wärmeverluste stark ein und erlaubt, die Gase und Feststoffe auf kurzem Wege, bei geringen Druckverlusten und im Wesentlichen innerhalb der zentralen Einheit zu transportieren. Mit Blick auf die hohe Werkstoffbelastung durch Temperatu-

ren bis 900° C und Drücken von 8 bar, zum Teil bei reduzierender Atmosphäre, ist der Behältermantel des druckaufgeladenen Reformers aus hochwarmfestem Schleuderguss gefertigt. Ringleitungen oberhalb der exothermen Wirbelschicht erlauben eine kontrollierte Zugabe von Sekundär- und Tertiärluft, um einen optimalen Ausbrand zu gewährleisten.

### **Funktionsbeschreibung:**

Der Brennstoff wird durch eine Druckschleuse in ein Fallrohr gefördert. Am unteren Ende wird er dann in die druckaufgeladene Vergaserwirbelschicht eingetragen. Die Wirbelschicht wird mit Dampf fluidisiert und stationär betrieben. Bei der Vergasung entstehen zwei Produkte; das eigentliche Produktgas und der so genannte Restkoks. Das Gas wird oben abgezogen und zur Gasreinigung geleitet. Der Restkoks hat eine geringere Dichte als das Wirbelbett und schwimmt deshalb oben auf. Am Überlauf des Vergasers fällt er in den Zwischenraum zum Siphonsystem. Obwohl die Wirbelschicht stationär betrieben wird, wird auch eine geringe Menge Bettmaterial in diesen Zwischenraum ausgetragen. Um ein Überlaufen zu verhindern, wird das Sand-Restkoksgemisch durch das Siphonrohr in die Brennkammerwirbelschicht abgezogen und verbrennt dort.

Die gesamte Anlage ist für den automatischen, bis auf Wartungsarbeiten mannlosen Betrieb konzipiert, ausgelegt und gebaut. Zur prozesstechnischen Überwachung sind 25 Druck-, 75 Temperatur-, 14 Füllstands- und 5 Durchflusssensoren installiert. Die Messdaten werden zentral von einer SPS erfasst und ausgewertet. Die Anlagensteuerung erfolgt über automatische Regelkreise. Im Wesentlichen sind dies:

- Brennstoffbevorratung und -eintrag in die Brennkammer
- Wasser-Dampf- Kreislauf
- Brennkammer
- Reformer

Die Regelkreise sind, soweit erforderlich, interaktiv miteinander verknüpft, beispielsweise jene für Reformer und Brennkammer.

Ein hierarchisches Schutzkonzept bildet die komplette Sicherheitskette der Anlage ab, gibt Meldungen an die Leitwarte des Heizkraftwerks und führt die Anlage beim Eintreten eines Störfalls automatisch in den jeweils definierten sicheren Zustand.

Aufgrund der hohen Systemintegration erreicht der Bio-HPR einen für Kleinanlagen anspruchsvollen Wirkungsgrad:

- elektrischer Wirkungsgrad: 25 %
- Brennstoffausnutzungsgrad: 80 %

Diese hohe Effizienz wird primär erzielt durch konsequente Nutzung von während des Prozesses freigesetzter Energie für andere Prozessschritte.

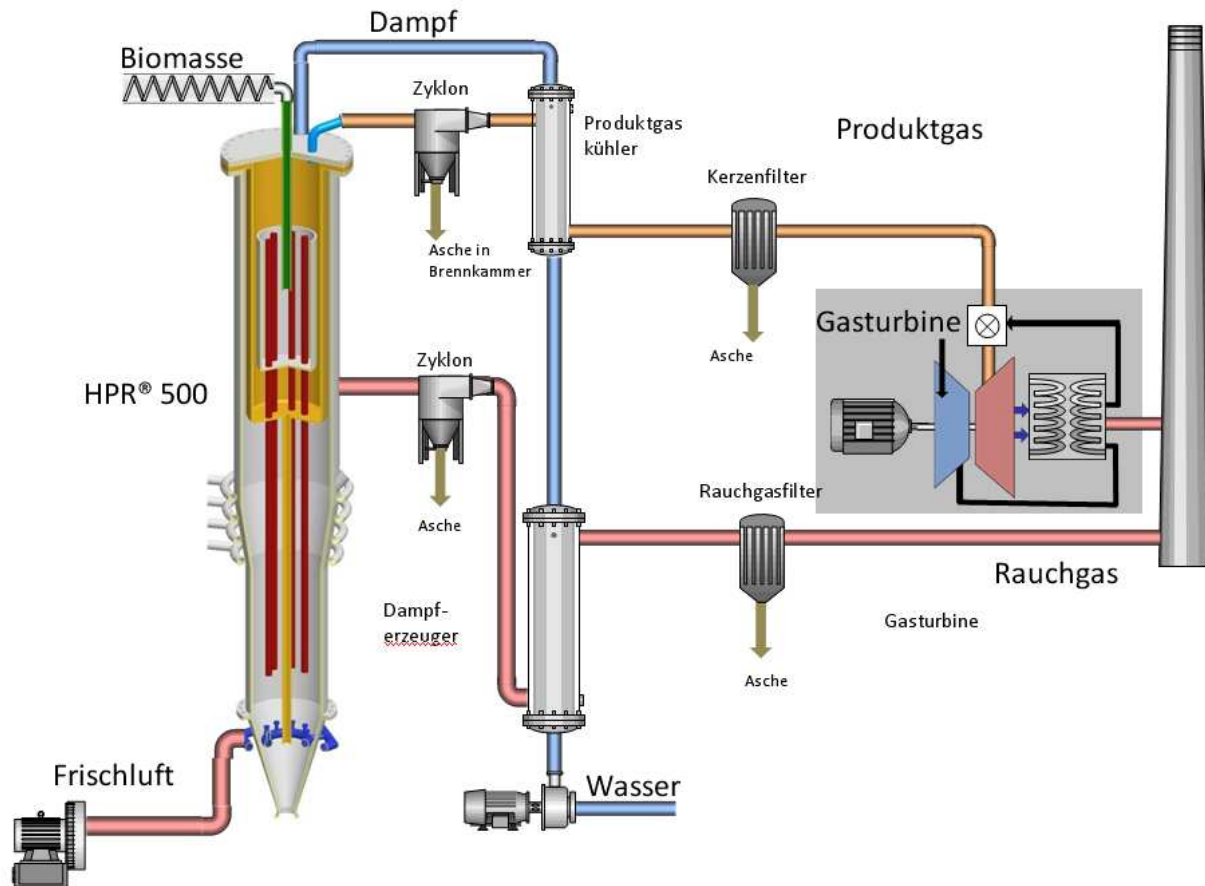


Abb. 2.: Systemintegration

### Stromerzeugung:

Als Kraftmaschine steht eine, für den Betrieb mit dem Produktgas des Heatpipe-Reformers<sup>®</sup> modifizierte, Kleingasturbine (Turbec T 100 H) zur Verfügung. Wegen des wasserstoffreichen Produktgases wurde der Erdgasbrenner ausgetauscht gegen einen hse-Vormischbrenner mit ALSTOM-Technologie. Die gewählte Brennergeometrie verhindert Flammenrückschlag und führt infolge der intensiven Vormischung zu einer stickoxidarmen Verbrennung. Die Gasregelstrecke musste wegen der hohen Temperatur von 400°C neu ausgelegt werden. Aufgrund der Vergasung unter Druck konnte jedoch der Gaskompressor wegfallen und die Nettoleistung der Turbine um 10 kW erhöht werden.



Abb. 3.: Mikrogasturbine Turbec T 100

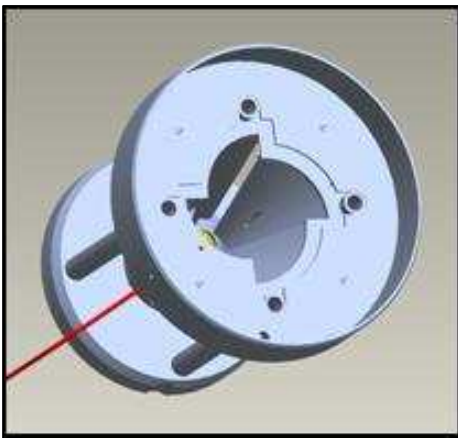
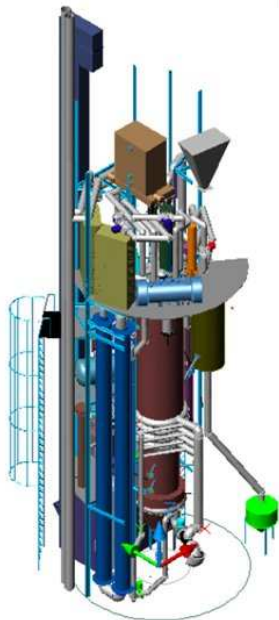


Abb. 4.: Vormischbrenner für  $H_2$  reiche Gase mit Alstom-Technologie

#### **Aufbau am Standort Neufahrn:**

Die Gesamtanlage konnte in einem Turm-Zylinder mit 4 m Durchmesser realisiert werden. Diese Bauweise erlaubt die Vormontage im Werk mit anschließendem Tieflader-Transport zum Aufstellungsort. Mittig in dem Turm ist die zentrale Einheit von Brennkammer und Reformier angeordnet. Um diese herum sind die erforderlichen Hilfs- und Nebenanlagen wie MSR, Druckluft- und Reinstwassererzeugung positioniert. Die Außenhülle bietet neben dem Wetterschutz auch eine Schalldämmung und erlaubt somit eine Aufstellung in Wohngebieten. Brennstoffversorgung und -bevorratung erfolgen modular mittels Schubbodencontainern, die im beladenen Zustand angeliefert werden. Somit wird eine Staubbelastung durch die Brennstofflieferung vermieden. Die wichtigsten Technischen Daten des Projekts sind nebenstehend zusammengefasst.



**Technische Daten:**

**Reformer:**

- Brennstoffeinsatz: 500 kW
- elektr. Leistung: 110 kW
- Wärmeleistung: 250 kW
- Abmessungen
  - Höhe: 12 m
  - Durchmesser: 4 m
- Brennstoff: Holzpellets  
Holzhackschnitzel G30  
(Feuchte W10-W50)

**Kleingasturbine:  
Turbec T100**

- Abmessungen
- Höhe: 1,2 m
  - Länge: 2,8 m
  - Breite: 0,9 m

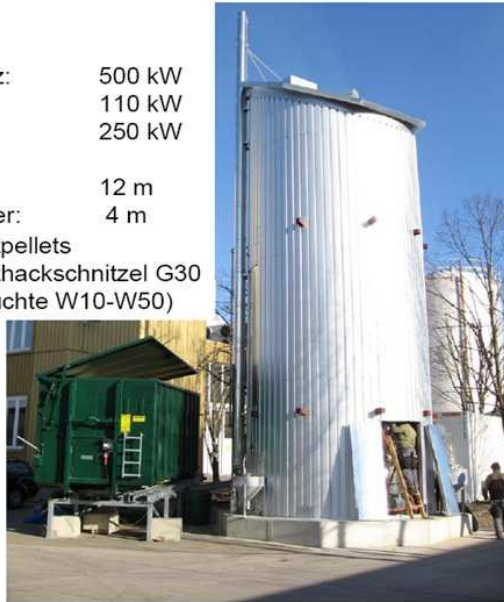


Abb. 5.: Technische Daten und Aufstellung des Reaktors in Neufahrn

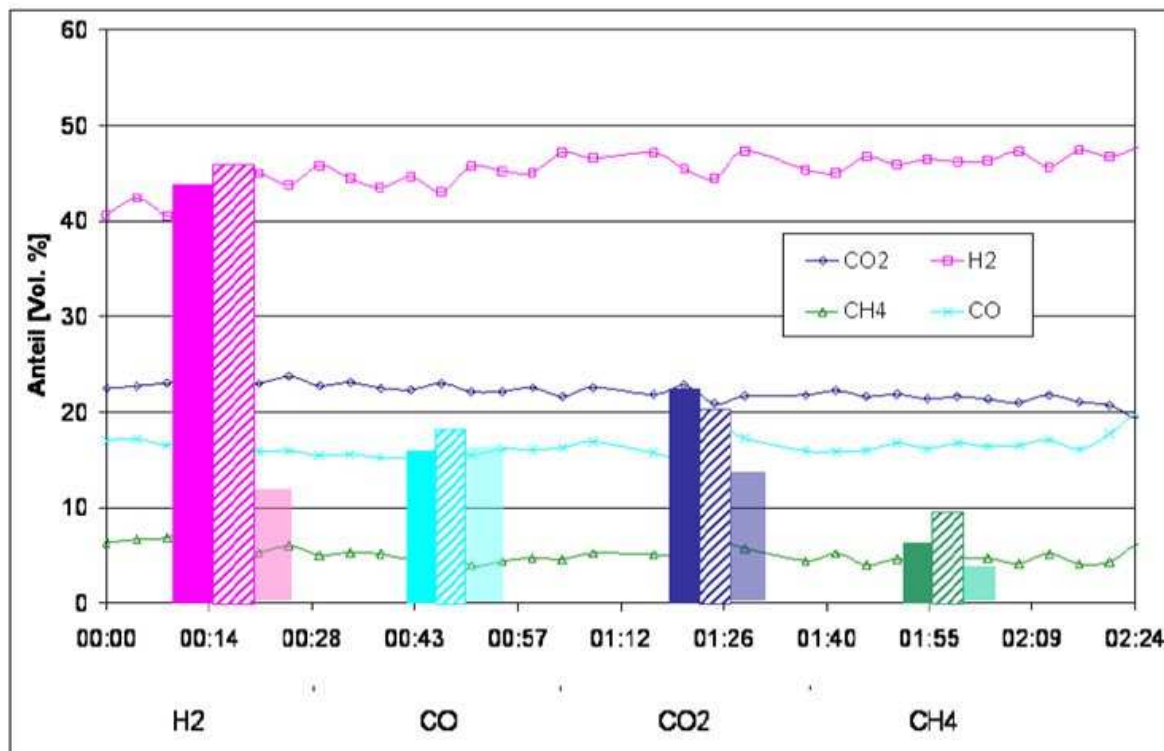
**Aktueller Projektstand:**

Nach erfolgreicher Inbetriebnahme im Frühjahr 2008 befindet sich die Anlage aktuell im Erprobungsbetrieb. Hierbei läuft der Großteil der Anlage im mannlosen Betrieb ohne Beaufsichtigung. Optimiert wird insbesondere der Vergasungsbetrieb.

Im Probetrieb entstand eine Leckage am Reformer. Außerdem zeigte sich eine Anfälligkeit für die Rückströmung von Bettmaterial im Bereich des Reformerdüsenbodens. Parallel zu einer planmäßigen Revision der Anlage wurden diese Probleme durch geeignete konstruktive Veränderungen beseitigt. Ein modifiziertes Befestigungskonzept eliminiert Spannungen, welche zu der Leckage geführt hatten. Der Düsenboden wurde mit einem neuen Anströmkonzept konstruktiv verändert.

Im wieder aufgenommenen Betrieb konnte der Erfolg dieser Maßnahmen unter Beweis gestellt werden. Der Vergasungsprozess lief über einen längeren Vollastbetrieb problemlos und störungsfrei. Die Strömungsprobleme im Bereich des Düsenbodens traten ebenfalls nicht wieder auf. Außerdem führte ein konstanterer, gleichmäßiger Prozessverlauf zu einer verbesserten Produktgaszusammensetzung. Die Gaszusammensetzung zeichnet sich aufgrund der allothermen Betriebsführung durch einen niedrigen Inertgasanteil und aufgrund des Vergasungsmittels Wasserdampf durch einen hohen Wasserstoffgehalt aus.





Vollfarbe: HPR500®  
 Schraffiert: Gleichgewichtsberechnung  
 Transparent: autothermer Luftvergaser

Abb. 6.: Vergleich der Gaszusammensetzungen

Insgesamt wurden die Brennkammer über eine Dauer von 8500 Stunden und der Vergaser über 1400 Stunden mit Holzpellets und mit Hackschnitzeln betrieben (Stand Juli 2010). Dabei zeigte sich die Reproduzierbarkeit und Stabilität der Produktgasqualität. Für die Erprobung des Einsatzes von Hackschnitzeln als Brennstoff war eine Anpassung der Fördereinrichtungen erforderlich. Im weiteren Betriebsverlauf der im Sommer 2010 zum Partner nach Freising umgesetzten Anlage sollen die intensiven Tests fortgesetzt werden. Unter anderem sollen die Auswirkungen einer Erhöhung des Prozessdrucks von bisher 3 bar auf 5 bar, die Möglichkeit eines gleichmäßigeren Brennstoffeintrags sowie die Volumenströme in Fluidisierungsmedium und Synthesegas untersucht werden. Ebenfalls sollen noch in 2010 die Inbetriebnahme und der Test des modifizierten GT Brenner erfolgen.

Im Frühjahr 2011 soll sodann der Erprobungsbetrieb der kombinierten Anlage – Bio-HPR und Mikrogasturbine - abgeschlossen sein und somit ein vermarktungsfähiges Produkt vorliegen.

# THE ECOLOGICAL COST OF THE USE OF BIOMASS OF PLANTS FOR ENERGY PRODUCTION

Bohdan Deptula

62-041 Puszczykowo, bohdan.deptula@neostrada.pl

**Key words:** ecological cost, economic plants, bioenergy conversion, sustainability factor

**Abstract:** The production and transformation of biomass of the economic plants is realized at additional energy input: fertilization, water regime regulation, etc. The enhancement of productivity connected with such technological operations has usually a negative influence on the ecological balance in the environment. The complete material balance and the analysis of cumulative consumption energy and exergy of these processes are necessary for optimization of applied technical solutions. The ecological cost, defined as cumulative consumption of exergy of unrestorable natural resources appearing in the entire chain of the production processes, can be a very important qualitative and quantitative criterion in the effective minimization of the conversion losses.

## Introduction

The comparison of productivity of energetistic plantations and the average logging from forests requires an answer to the question how great is the actual, complete, ecological cost of these ways of meeting the energy needs. In the climatic conditions in Europe, the near-natural productivity of forest ecosystems amounts to 1÷2 tons of dry matter from hectare, while the maximal dry matter yields of *Miscanthus sinensis* “Giganteus” in these climate conditions can reach the value ca 40÷45 td.m./ha (Fig.1.).

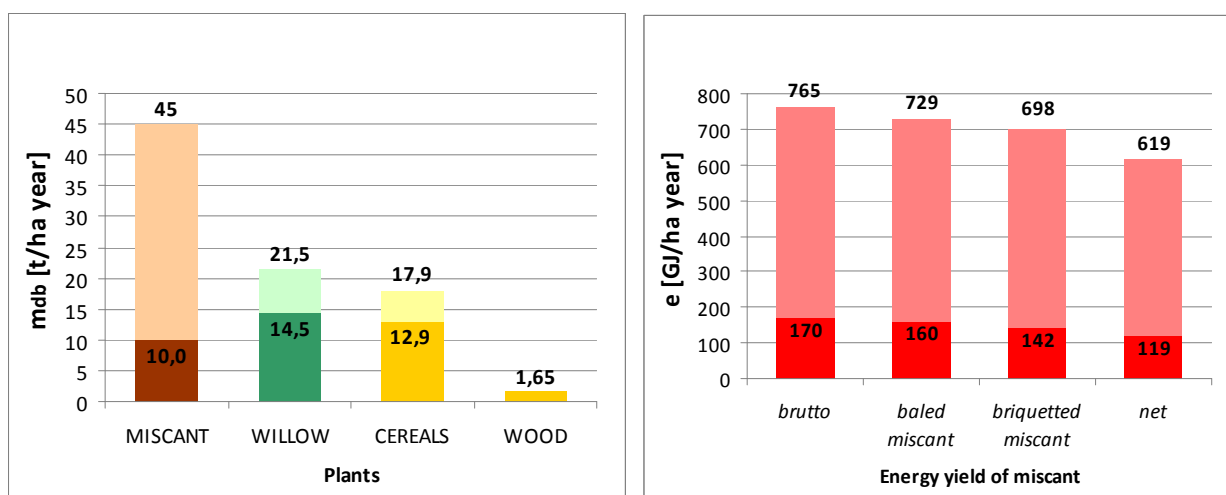


Fig.1. Biomass and energy yield of some energy plants <sup>[1,2,3,4,5,6,7]</sup>  
 $m_b$ - biomass yield [t<sub>o.d.m.</sub>/ha year], e – energy yield [GJ/ha year]

The difference between gross and net energy yield calculated only as a result of the formal energy balance for all components of the process of plant biomass production is not sufficient to determine the load of the environment. Indeed, the gross calorific value of dry-plant biomass, depending on the contents of the hemicelluloses, cellulose, lignin and resins, is contained in the relatively narrow range 15-20 MJ/kg, but its producibility – worthiness is very different. Many publications give partial data concerning energy consumption in the processes of cultivation, harvesting, transport and

prefabrication of raw biomass of energetistic plants. But the diversity of ways of analysis, methods of calculation and variety of conditions of realization of investigations, yielded results spread over a very wide range. The way of evaluating energy consumption based only on the formal energy balance does not take into consideration the quality of used energy carriers. The exact determination of the energy consumption in the whole chain of the processes (from the breaking of the ground to the gathering of crops and afterwards realizing the suitable processes of conversion of chemical energy of biomass into heat and electric energy) can be realized only through considering their cumulated costs. For example, the energy input connected with miscant cultivation calculated as the sum of indirect energy consumption resulting from the pre-chains (e.g. fertilizer production) and the direct energy consumption in the process of biomass production (e.g. fuel consumed for soil cultivation and harvesting) is estimated at  $\Delta_E=8\div 20[\text{GJha}^{-1}\text{a}^{-1}]$ . Consequently, the net energy yield calculated by subtracting the energy input in biomass production from the energy content of the harvested biomass (calculated as the product of fresh dry matter yield and the lower heating value of the biomass) can be smaller by 2÷5%. But in the same cases diminution of the exergy of briquetted miscant biomass can reach  $\Delta_B=16\div 19\%$ , (Fig.1).

### Calculation of ecological cost

The complete analysis of the cumulative consumption of energy and exergy can be realized using the sequential method or the balance equations method. In the latter method the balance equation expressing the coefficient of ecological cost  $\rho_j$  burdening the main product of the j-th process can be formulated as follows [8]:

$$\rho_j + \sum_i \left( f_{ij} - a_{ij} + \sum_k B_{kj} x_{ik} \right) \rho_i = \sum_s \left( B_{sj} + \sum_k B_{kj} y_{sk} \right) \quad (1)$$

where:

$\rho_j$  – ecological cost of the j-th main product,

$f_{ij}$  – coefficient of the by-production of the i-th product per unit of the j-th product,

$a_{ij}$  – coefficient of the consumption of the i-th intermediate product per unit of the j-th main product,

$B_{kj}$  – exergy of the k-th aggressive component of waste products related to the unit of j-th main product,

$x_{ik}$  – coefficient of destruction expressing the amount of the destroyed i-th product related to the unit of exergy of the aggressive k-th waste product,

$B_{sj}$  – exergy of the s-th natural resource immediately consumed in the process under consideration, related to the unit of j-th main product,

$y_{sk}$  – ratio of destruction, expressing the amount of the destroyed s-th component of natural resources, related to the unit of exergy of the aggressive k-th waste product.

### Calculation of sustainability factor

The chemical composition of the fast growing plants, in comparison, for example, with the chemitype of wood, is disadvantageous for thermal conversion of these plants. In particular, significantly greater content of such aggressive elements as chlorine, potassium and sulphur and many times greater content of ash increases capital expenditure and exploitation cost. Also the specific physical and mechanical properties of fast growing plants demand the rational choice of technology of their energy utilization, considering the possibilities of minimization of the consumption of natural non-renewable resources.

On the base of the method presented in the papers [8, 9] the sustainability factor is defined as the ratio of actual ecological cost to the specific exergy of the useful product:

$$r_B = \frac{\rho}{b} \quad (2)$$

The ecological cost of plant biofuel is calculated as a cumulative consumption of exergy of unrestorable natural resources appearing in the entire chain of the production processes, from raw materials taken from nature to the final product. Because in the analysed systems the investment costs are usually very significant, the calculation of sustainability factor  $r_B$  was performed according to the following formula:

$$r_B = \frac{\sum_m G_m \cdot \rho_m (1 - u_m)}{B_u \cdot \tau_l \cdot \tau_a} + \frac{\sum_N G_N \cdot \rho_N}{B_u} \quad (3)$$

where:

- |                  |  |
|------------------|--|
| $G_m, \rho_m$    | - consumption of materials for construction and restorers of appliances and installations and their ecological cost, respectively, |
| $u_m$            | - anticipated economy of ecological cost of materials due to their recycling,  |
| $B_u$            | - nominal stream of produced useful exergy,  |
| $\tau_l, \tau_a$ | - life time of the production appliances and annual time of exploitation at nominal performance,                                   |
| $G_N, \rho_N$    | - nominal consumption of driving energy carriers and exploitation materials as well as their ecological cost.                      |

### **Sustainability factor determined for the processes of cultivation and energetic utilization of the miscant**

The basis for energy and exergy analysis of the processes of cultivation and utilization of the miscant was:

- agricultural characteristics of the experimental plots established in 1997 [10],
- techno-economic characteristics of the pilot installation of the following system: biomass gas generators – combustion engines – alternators – heat pump.

The values of the sustainability factor were calculated for consecutive processes realized in the installations of the following subsystems: gas generators, gas engine, electric generator, starting installation, heat pump installation. The obtained values of the sustainability factor are included in a very wide range.

For the gas production processes:

- using wood –  $r_B=0,24$ ,
- using baled miscant –  $r_B=0,38$ ,
- using briquetted miscant –  $r_B=0,78$ .

For heat and power generating processes:

- using baled miscant –  $r_B=2,7$ ,
- using briquetted miscant –  $r_B=6,1$ .

## Conclusions

The obtained values of the sustainability factor are included in a very wide range: from  $r_B=0,24$  up to  $r_B=6,1$ . They are relatively high in comparison with the value of the sustainability factor characteristic for wind power plants ( $r_B=0,1$ ), but distinctly low in comparison with the sustainability factor for heat-generating plants with heat pumps supplied from the power network ( $r_B=11,0\div 15,8$ ). In the case of thermal-electric power stations supplied with biomass and from unrestorable sources, the sustainability factor also can change in a wide range  $r_B=2,7\div 6,1$ , depending on the used technology and generated power.

## References

- [1] T. Przybylski, Z. Stecki, The production and transformation of biomass in the forest ecosystem, I Krajowa Konferencja Naukowa "Las – Drewno – Ekologia 93", Poznań – Kórnik, (in Polish), (1993)
- [2] R. Zakrzewski, M. Kielczewski, Wood – the Renewable Chemical and Energetic Raw Material, I Krajowa Konferencja Naukowa "Las – Drewno – Ekologia 93", Poznań – Kórnik, (in Polish), (1993)
- [3] S. Jeżowski, Chinese Miscanthus [*Miscanthus Sinensis* (Thunb.) Andersson] – the Source of Renewable and Ecological Raw Material for Poland. Zeszyty Problemowe Postępów Nauk Rolniczych, 468, pp. 159-166, (in Polish), (1999)
- [4] Plan of Protection of the Wielkopolski National Park, Department of Forest Management and Forest Geodesy, Poznań, (in Polish, not published), (1999)
- [5] B. Deptuła, M. Grobelna, S. Jeżowski, The effectiveness of energetic plantation of miscanthus, 10<sup>th</sup> International Conference "Heat Transfer and renewable Sources of Energy", Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Szczecińskiej, pp.43-48, (2004)
- [6] Statistical Yearbooks of the Republic of Poland, (1999, 2003 and 2004), Warszawa
- [7] J. Lewandowski: Miscanthus – a multifunctional biomass crop for the future. Proceedings of the Conference on Alternative Plants for Sustainable Agriculture. Institute of Plant Genetics, Polish Academy of Sciences, Poznań, 2006, pp.83-90.
- [8] J. Szargut, Application of Exergy for the Calculation of Ecological Cost, Bulletin of the Polish Academy of Sciences, V. 34 (1986), No 7-8, pp. 475÷480
- [9] J. Szargut, Minimization of the Consumption of NATURAL Resources. Bulletin of the Polish Academy of Sciences. Technical Sciences, V. 26 (1978), No 6, pp. 611÷615
- [10] B. Deptuła, M. Grobelna, S. Jeżowski; The effectiveness of cultivation and utilization of miscanthus as a biofuel, „Heat Transfer and Renewable Sources of Energy”, Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Szczecińskiej, pp.23-28, Szczecin, (2008).

# WASSERSTOFF ALS KRAFTSTOFF UND ENERGIESPEICHER: STRATEGIE UND UMSETZUNG IM NIP

O. Ehret, K. Bonhoff

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

**Schlüsselwörter:** Wasserstoff, Kraftstoff, Energiespeicher, Brennstoffzellenfahrzeuge, Clean Energy Partnership, H<sub>2</sub> Mobility, Markteinführung, Wind-Wasserstoff-Systeme

**Zusammenfassung:** Das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie fördert die Marktvorbereitung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien. Wasserstoff wird primär als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge gesehen. Daneben wird zunehmend das Potenzial von Wasserstoff als Speichermedium für den Ausgleich fluktuierender Windenergie erkannt. In der Clean Energy Partnership und der Initiative H<sub>2</sub> Mobility werden Fahrzeuge und Infrastruktur für den voraussichtlichen Markteintritt 2015 vorbereitet. Studien belegen die herausragende Speicherkapazität großmaßstäblicher Wasserstoffspeicher und die Demonstration kleinerer Wind-Wasserstoff-Systeme bereitet die Darstellung großer Speicher vor.

**Abstract:** Germany's National Innovation Programme Hydrogen and Fuel Cell Technology supports market preparations for hydrogen and fuel cell technologies. Hydrogen is primarily regarded as a transport fuel for fuel cell vehicles. Recently, the potential of hydrogen as a storage medium for leveling out fluctuating wind energy has received growing recognition. Within the Clean Energy Partnership and the H<sub>2</sub> Mobility initiative vehicles and infrastructure are prepared for market introduction expected for 2015. Studies show the outstanding energy storage capacity of large-scale hydrogen storage systems; and demonstration projects regarding smaller wind-hydrogen-systems prepare the base for realizing large-scale storage.

## 1. Innovationsprogramm und Programmmanagement

Im Mai 2006 wurde von der Bundesregierung das ‚Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie‘ (NIP) verabschiedet [1]. Ziel ist die Vorbereitung der breiten Markteinführung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in mobile, stationäre und spezielle Märkte. Das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) stellte 500 Millionen € für Demonstrationsprojekte bereit, mit denen die Lücke zwischen Forschung und Entwicklung (FuE) und Kommerzialisierung geschlossen werden sollte. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) brachte 200 Millionen € für FuE-Projekte in das NIP ein. Die 700 Millionen € öffentliche Gelder sind von Projektpartnern aus Industrie und Wissenschaft mit einem ähnlichen Betrag gegenzufinanzieren. Für die Programmlaufzeit des NIP von 2007 bis 2016 stehen damit 1,4 Milliarden € zur Verfügung. Der ‚Nationale Entwicklungsplan 2.1‘ von April 2007 präzisiert das NIP und weist dem Bereich Verkehr 54% des Gesamtbudgets zu [2]. Dies schließt auch die Infrastruktur für Wasserstoffproduktion, -speicherung und -verteilung ein. Im Energiekonzept der Bundesregierung von September 2010 wurde die Fortführung des NIP bestätigt [3].

Die ‚Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie‘ (NOW GmbH) wurde im Februar 2008 als für die Implementierung des NIP primär verantwortliche Programmgesellschaft gegründet ([www.now-gmbh.de](http://www.now-gmbh.de)). NOW ist insbesondere für die inhaltliche Betreuung von Demonstrationsprojekten, die Gesamtkoordination des NIP und die Erarbeitung von Marktvorbereitungsstrategien in Abstimmung mit Politik, Industrie und Wissenschaft verantwortlich. Förderanträge werden in enger Zusammenarbeit mit dem ‚Projekträger Jülich‘ (PTJ) bearbeitet ([www.fz-juelich.de/ptj](http://www.fz-juelich.de/ptj)).

Von Februar 2008 bis September 2010 wurden im Demonstrationsteil des NIP 88 Projektvorhaben mit einem Gesamtfördervolumen von 223 Millionen € bewilligt bzw. mit einem rechtlich zunächst noch unverbindlichen Vorabbescheid (LOI) versehen. Zusätzlich wurden 18 Vorhaben in Höhe von 50 Millionen € zur Förderung empfohlen und PTJ zur abschließenden Bearbeitung übergeben. Darüber hinaus wurden 80 Vorhaben mit einem Fördervolumen von 156 Millionen € bei NOW diskutiert. Somit wurden für insgesamt 186 Vorhaben Fördermittel über 273 Millionen € bewilligt bzw. fest in Aussicht gestellt und die mögliche Bereitstellung von weiteren 156 Millionen € diskutiert. Nicht berücksichtigt sind hierbei die innerhalb des FuE-Teils zusätzlich umgesetzten Gelder. Damit schreitet die Umsetzung der NIP-Mittel rascher voran als geplant.

Im März 2009 stellte die Bundesregierung 500 Millionen € für die Förderung der Elektromobilität zur Verfügung [4]. Damit werden Demonstrations- und FuE-Projekte für die Hybridisierung von Antrieben, Batteriefahrzeuge, sowie wasserstoff- und brennstoffzellenbasierte Antriebstechnologien unterstützt. 150 Millionen € entfielen auf das BMVBS, welches bis Oktober 2010 zusätzliche 6 Millionen € für den Aufbau von Wasserstofftankstellen bereitstellte. NOW wurde mit der Umsetzung der – ebenfalls durch die Projektnehmer gegenzufinanzierenden - BMVBS-Mittel beauftragt und hat bis dato die vorgegebenen Zielsetzungen voll erfüllt.

## **2. Wasserstoff als Kraftstoff**

Das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie sowie der ‚Entwicklungsplan Verkehr‘ des Nationalen Entwicklungsplans 2.1 betonen die zentrale Rolle von Wasserstoff als Kraftstoff. Wasserstoff kann aus zahlreichen Energiequellen bei geringer oder gänzlich ohne Freisetzung von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) und anderen Emissionen hergestellt werden. Dabei können heimische erneuerbare Energien genutzt und somit die Abhängigkeit von Importen fossiler Energie aus politisch instabilen Regionen erheblich reduziert werden. Der Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff ermöglicht die Nutzung der Brennstoffzelle im Fahrzeug, welche die doppelte Effizienz herkömmlicher Verbrennungsmotoren erreicht.

Die Studie ‚GermanHy‘ stellte fest, dass bei förderlichen politischen Rahmenbedingungen im Jahr 2050 bis zu 70% aller Personenkraftwagen und leichter Nutzfahrzeuge in Deutschland mit Brennstoffzellenantrieben und Wasserstoff betrieben werden können [5]. Die Studie zeigt, dass Mobilität zu heutigen Kosten möglich sein wird, sofern die fahrzeugseitigen Kostenziele erreicht werden.

GermanHy schätzt, dass die Kosten für Wasserstoff zwischen 4 und 5.5 €/kg im Jahr 2020, bzw. 3.5 bis 4.5 €/kg im Jahr 2030 betragen. Emissionen können bis 2050 im Flottendurchschnitt auf 40g CO<sub>2</sub>/km (well to wheel) bzw. 20g CO<sub>2</sub>/km (tank to wheel) reduziert werden.

Übergeordnete Ziele von NIP und Entwicklungsplan Verkehr sind die Verbesserung von Leistungsfähigkeit, Zuverlässigkeit und Lebensdauer, sowie die Reduzierung von Kosten technologischer Komponenten und Systeme. Bei den Fahrzeugen wird insbesondere die Erprobung stetig weiterentwickelnder und wachsender Demonstrationsflotten angestrebt. Die Infrastruktur für Produktion, Speicherung und Verteilung von Wasserstoff ist zu optimieren und erweitern.

Das zentrale Projekt im Verkehrsbereich ist die in drei Phasen unterteilte ‚Clean Energy Partnership‘ (CEP) [6]. Im Demonstrationsprojekt CEP I (2003-2008) wurden in Berlin durchschnittlich 17 Wasserstoff- und Brennstoffzellenfahrzeuge sowie 2 öffentliche Wasserstofftankstellen betrieben. CEP II (2008-2010) wurde in ein Leuchtturmprojekt innerhalb des NIP überführt und um die Regionen Hamburg und Nordrhein-Westfalen erweitert. Im Jahr 2009 wurden zwischen 35 und 40 Personenkraftwagen betrieben; 2010 sind es bereits 50-60. Zudem wurden zwei wasserstoffbetriebene Busflotten in die CEP integriert. Neue Tankstellen werden gebaut und in Betrieb genommen. Im Mai 2010 wurde in Berlin eine leistungsstarke Tankstelle eröffnet und gleichzeitig der Startschuss für eine Rallye mit Wasserstoff-Fahrzeugen nach Hamburg zur Grundsteinlegung einer noch größeren Tankstelle gegeben ([www.now-gmbh.de](http://www.now-gmbh.de)). Ein Ziel der Rallye war es, die weit verbesserte Langstreckentauglichkeit der neusten Brennstoffzellenfahrzeuge zu demonstrieren. Mit Hilfe von an allen CEP-Tankstellen mittlerweile verfügbarer 700-bar Druckwasserstoff-Tanktechnologie werden fahrzeugspezifisch Reichweiten von 400 bis 800 km ermöglicht. Auch hinsichtlich von Leistungsfähigkeit, Zuverlässigkeit, Lebensdauer und Kosten wurden erhebliche Fortschritte erzielt. Den Fahrzeugherstellern zufolge wurden alle wesentlichen technologischen Herausforderungen mittlerweile gelöst; bei der weiteren Entwicklung rücken Optimierung und Kostensenkung ins Zentrum der Aktivitäten. CEP III (2011-2016) steht dementsprechend im Zeichen der Marktvorbereitung. Weitere Regionen sollen beitreten, die Fahrzeugflotten wiederum erweitert und modernisiert; die Infrastruktur ausgebaut werden. Zur Verbindung der Regionen sollen Tankstellenkorridore geschaffen werden und der Anteil regenerativ erzeugten Wasserstoffs bis 2015 auf mindestens 50% steigen.

Die Demonstrationsaktivitäten der CEP gelten dem Erfahrungsgewinn hinsichtlich der Alltagserprobung von Technologien und deren Einbindung in einen Nutzungskontext (z.B. Kundenakzeptanz). Zur Kommerzialisierung von Wasserstoff und Brennstoffzellenfahrzeugen sind aber weitere Schritte erforderlich. Eine wesentliche Initiative außerhalb des NIP wurde am 8. September 2009 publik. Die Automobilhersteller Daimler, Ford, GM/Opel, Honda, Hyundai/Kia, the Alliance Renault/Nissan und Toyota gaben eine gemeinsame Erklärung zur Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen ab [7]: Die Unternehmen beabsichtigen, spätestens 2015 den weltweiten Markteintritt von Brennstoffzellenfahrzeugen mit - über den Lebenszyklus verteilt - mehreren hunderttausend Fahrzeugen zu beginnen. Die Unterzeichner betonen, dass der flächendeckende Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur eine wesentliche Voraussetzung sei und begrüßen nachdrücklich einschlägige Initiativen. Sowohl hinsichtlich von Fahrzeugen als auch Infrastruktur wird Deutschland als



europäischer Leitmarkt betrachtet. Die beteiligten Firmen haben einen Weltmarktanteil von etwa 50% und gaben erstmals gemeinsam eine ambitionierte Erklärung zur Markteinführung ab.

Zwei Tage später kamen Daimler sowie die Energieunternehmen EnBW, Linde, OMV, Shell, Total und Vattenfall zusammen mit NOW der Forderung nach Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur entgegen. Im Beisein des Bundesministers für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung unterzeichneten die Firmen ein ‚Memorandum of Understanding‘ zum Projekt ‚H<sub>2</sub> Mobility‘ [8]. Die Initiative zielt auf den Aufbau eines flächendeckenden Wasserstofftankstellennetzes und beinhaltet zwei Phasen. Bis 2011 werden Optionen für den bundesweiten Aufbau eines Wasserstofftankstellennetzes sowie die Entwicklung eines gemeinsamen, wirtschaftlich tragfähigen Geschäftskonzeptes untersucht. Parallel sollten zusätzlich zu den 2009 etwa 30 in Deutschland betriebenen Wasserstofftankstellen weitere durch BMVBS teilfinanzierte Tankstellen bis 2011 errichtet werden [4]. Bei positiver Entwicklung des Geschäftskonzeptes sollte dieses ab 2011 umgesetzt und bis 2015 ein für die Kommerzialisierung von Brennstoffzellenfahrzeugen ausreichend engmaschiges Tankstellennetz installiert werden. Bald nach Bekanntgabe der Initiative traten die Gasunternehmen Air Liquide und Air Products H<sub>2</sub> Mobility bei. Während das Konsortium als Ganzes bislang noch keine konkreteren Angaben zum Ausbau der Infrastruktur macht, kommunizierte der Daimler-Vorstandsvorsitzende Zetsche im Mai 2010 seine Sicht. Demnach könnte ab 2013 der Flächenausbau auf bis zu 1000 Tankstellen zu Kosten von 1,7 Milliarden € beginnen [9]. Bemerkenswert an H<sub>2</sub> Mobility ist nicht nur die Koordination mit der Automobilindustrie, sondern auch die beispielelose Kollaboration unterschiedlicher Branchen und teils konkurrierender Unternehmen.

Die dargestellten Initiativen zur Marktvorbereitung und Kommerzialisierung von Brennstoffzellenfahrzeugen unterstreichen die Notwendigkeit, die Verfügbarkeit ausreichend großer Mengen an Wasserstoff für die Deckung der zu erwarteten Nachfrage sicherzustellen. Der Entwicklungsplan Verkehr erkennt die Notwendigkeit, das Portfolio der Wasserstoff-Bereitstellungspfade mit Hilfe von FuE- und Demonstrationsprojekten weiter zu entwickeln und zur Marktreife zu führen.

Zur Klärung der Frage „woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“ untersuchte GermanHy Optionen zur Bereitstellung großer Mengen Wasserstoff für den Straßenverkehr [5]. Politische Vorgabe war, den Wasserstoff zu mindestens 50% regenerativ zu erzeugen. Aufgrund der ambitionierten politischen Ausbauziele zur Erzeugung von on und off-shore Windenergie wird diese als wichtigste Ausgangsenergie für die Herstellung von Wasserstoff erachtet. Biomasse erreicht ebenfalls eine erhebliche, wenngleich geringere, Bedeutung für die zukünftige Wasserstoffproduktion. Auch industrieller Nebenprodukt-Wasserstoff, aus Kohle und Erdgas hergestellter Wasserstoff, sowie Energieimporte können durchaus eine Rolle spielen.

In einem durch NOW im September 2009 vorgestellten ‚Strategiepapier Wasserstoff-Produktion‘ werden die GermanHy-Herstellungspfade vertiefend betrachtet und in Handlungsempfehlungen hinsichtlich der Gewährleistung der längerfristigen Verfügbarkeit des zukünftig benötigten Wasserstoffs überführt. Das Strategiepapier wurde als Grundlage für die laufende Überarbeitung des Nationalen Entwicklungsplans im Bereich Wasserstoffproduktion akzeptiert. Im Beratungsprozess der

zuständigen NOW-Gremien zeichnen sich mittlerweile Wasserstoff aus Windenergie und Biomasse als die zukünftig zentral wichtigen Bereitstellungspfade ab. Während auch Nebenprodukt-Wasserstoff zu Anfang der Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen relevant sein wird, werden die anderen oben genannten Pfade als weniger bedeutsam eingeschätzt [10]. Im NIP laufen bereits mehrere Demonstrationsprojekte zur Herstellung von Wasserstoff aus Windenergie und Biomasse, sowie zu Nebenprodukt-Wasserstoff.

### **3. Wasserstoff als Energiespeicher**

Mit den ambitionierten Ausbauzielen der Bundesregierung für regenerative Energien und insbesondere fluktuierender Wind- und Solarenergie rücken Fragen der Stabilität der Elektrizitätsversorgung in den Vordergrund. Das Aufkommen von Wind- und Solarenergie ist unregelmäßig und korreliert nur teilweise mit dem Stromverbrauch, so dass der für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität erforderliche Ausgleich von Angebot und Nachfrage immer schwieriger wird. Zunehmend werden Abschaltungen von Windkraftanlagen notwendig, um Überlastung und Zusammenbruch der Stromnetze zu verhindern. Damit geht einerseits nachhaltig produzierte Elektrizität verloren und verschlechtern sich andererseits die wirtschaftlichen Perspektiven regenerativer Stromproduktion.

Eine Reihe von Studien legt dar, dass der Problematik der Einbindung stark wachsender Mengen fluktuierender Energie durch ein Bündel von Maßnahmen begegnet werden muss [11, 12, 13]. Neben dem Ausbau der Stromnetze unter Nutzung innovativer Technologien und einer flexibleren Gestaltung der Elektrizitätsnachfrage wird der Zubau von Stromspeichern als unumgänglich erachtet. Dabei steht eine Vielzahl von Speicheroptionen zur Verfügung, die eine jeweils unterschiedliche Eignung für die Erfüllung spezieller Speicherbedürfnisse aufweisen. Unterschiedliche Anforderungen bestehen vor allem hinsichtlich der Antwortzeit, Leistung, Kapazität und Entladedauer der Speicher. Kosten und Energieeffizienz sind weitere Beispiele für hinsichtlich der Eignung wichtige Bewertungsparameter.

Der Studie ‚Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger‘ des VDE zufolge zeichnet sich beim weiterem Ausbau der erneuerbaren Energien ein Bedarf für zentrale Großspeicher zur Überbrückung längerer Flauteperioden und zum Ausgleich saisonaler Schwankungen im Energiedargebot ab [11]. Müssen heute relativ geringe Mengen an Regel- und Reserveleistung kurzfristig zur Verfügung gestellt werden, wird zukünftig ein zusätzlicher Bedarf für Speicher mit hoher Leistung, Kapazität und ausgedehnter Entladedauer gesehen. Hierfür kommen nur Pumpspeicherkraftwerke, adiabate Druckluftspeicherkraftwerke und Wasserstoffspeicher in Frage. Pumpspeicherkraftwerke stellen aufgrund der geringen Kosten und des hohen Wirkungsgrades prinzipiell eine attraktive Option dar. Allerdings sind die bestehenden Kapazitäten zur Deckung des erwarteten Speicherbedarfs gänzlich unzulänglich und es werden für Deutschland nahezu keine Ausbaupotenziale erwartet. Damit kann diese Technologie nicht zu Tragen kommen. Druckluftspeicherkraftwerke haben gleichfalls einen hohen und im Vergleich zu Wasserstoffspeichern deutlich besseren Wirkungsgrad. Allerdings weisen Wasserstoffkavernen eine 60 Mal höhere Spei-

cherkapazität und erhebliche Kostenvorteile gegenüber Druckluftkavernen auf. Daher wird Wasserstoffspeicherung als die längerfristig vielversprechendste Option betrachtet. Für die parallele Nutzung von Wasserstoff als Stromspeicher, Kraftstoff und Industriegas werden erhebliche Synergiepotenziale ermittelt, deren Erschließung die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff deutlich verbessern dürfte. Weiterer FuE- und Demonstrationsbedarf für Wasserstoffspeicherung wird festgestellt und die Förderung entsprechender Aktivitäten nachdrücklich empfohlen.

Die BMWi-Auftragsstudie ‚Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie‘ kommt zu ähnlichen Ergebnissen [12]: „Nur die hohe Speicherdichte von Wasserstoff bietet die Option, zukünftig relevante Mengen an Energie auch im Terrawattstunden-Bereich länger als 1-2 Tage ... zwischenzuspeichern. Mit den Ausbauzielen für erneuerbare Energien nach 2030 müssen aus heutiger Sicht Wasserstoff basierte Speicherkraftwerke eingesetzt werden. Die technische Umsetzbarkeit kann als gut eingeschätzt werden.“ (S. 5f). Die Studie ermittelte darüber hinaus den durch den Ausbau regenerativer Energien entstehenden wachsenden Bedarf an Regel- und Reserveleistung, sowie stationären Großspeichern. Demnach wird 2025 der Einsatz von 1 bis 15 großmaßstäblichen Wasserstoffspeichern erforderlich sein. Auch diese Studie empfiehlt, einschlägige Technologien mit Nachdruck weiterzuentwickeln und zu demonstrieren.

Die von den jeweiligen Landesregierungen mitbeauftragte Studie ‚Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein‘ untersucht die Potenziale von aus überschüssiger Windenergie hergestelltem Wasserstoff [13]. Für die Einbindung der stark zunehmenden Mengen an Überschussstrom wird die Produktion und Speicherung von Wind-Wasserstoff als notwendig erachtet. Der für 2020 prognostizierte Bedarf an Wasserstoff für Industrie und Verkehr kann weitgehend durch Überschussstrom gedeckt werden. Während Wind-Wasserstoff zunächst deutlich mehr als konventionell erzeugter Wasserstoff kostet, kann Wind-Wasserstoff nach 2020 wettbewerbsfähig werden. Die Studie bescheinigt gute Voraussetzungen für die Realisierung großmaßstäblicher Wind-Wasserstoff-Systeme und empfiehlt die Erarbeitung einer Umsetzungsstrategie sowie die Durchführung von Demonstrationsprojekten.

In NIP und Strategiepapier Wasserstoff-Produktion wird Wasserstoff primär als Kraftstoff diskutiert. Allerdings gewinnt die Funktion als Speichermedium für Windenergie erheblich an Bedeutung. Beide Anwendungen bedingen Entwicklung und Einsatz vergleichbarer Technologiekomponenten und Systemkonzepte. Sowohl für kleinere Wind-Wasserstoff-Systeme als auch großmaßstäbliche Speicher sind als Schlüsseltechnologie leistungsfähige Elektrolyseure erforderlich, welche hinsichtlich Effizienz und Kosten weiter verbessert werden müssen. NOW beauftragte eine Studie zu Stand und Entwicklungserfordernissen der Elektrolyse, deren Ergebnisse in Kürze vorliegen werden. Die Realisierung von derzeit noch verhältnismäßig kleinen Wind-Wasserstoff-Systemen wird als wesentlich erachtet, um Erfahrungen zu Technologie und Wirtschaftlichkeit zu sammeln. Gleichzeitig wird damit die Basis für die Verwirklichung großer Systeme geschaffen.

Der Baubeginn des NIP-Demonstrationsprojekts ‚RH<sub>2</sub>-WKA‘ der Firma Wind-projekt steht kurz bevor. Das Vorhaben umfasst Konzipierung, Errichtung und Betrieb eines Wind-Wasserstoff-Sys-

tems. Wasserstoff wird aus Windstrom erzeugt und gespeichert, um dann bei Bedarf zur Deckung des Eigenstrombedarfs nahe gelegener Windkraftanlagen rückverstromt zu werden. Längerfristig ist die Einbindung zusätzlicher Verbraucher vorgesehen ([www.wind-projekt.de](http://www.wind-projekt.de)).

Die Enertrag AG realisiert derzeit ein Hybridkraftwerk nahe der Stadt Prenzlau. Aus Windstrom wird Wasserstoff hergestellt und teils für die Nutzung in der CEP bereitgestellt. Alternativ kann Wasserstoff mit Biogas vermischt und bei Zeiten geringen Windaufkommens rückverstromt werden. Eine wesentliche Zielsetzung ist damit der Ausgleich von Fluktuationen durch Erzeugung, Speicherung und Bereitstellung von Regelernergie ([www.enertrag.com](http://www.enertrag.com)).

Zusammen mit den Unternehmen Total und Berliner Flughäfen kündigte Enertrag im März 2010 an, im Rahmen der CEP am zukünftigen Flughafen Berlin Brandenburg International BBI die weltweit erste CO<sub>2</sub>-neutrale Tankstelle zu bauen und betreiben. Mit Strom aus einem benachbarten Windpark soll zukünftig Wasserstoff produziert und auf 350 bzw. 700 bar komprimiert für die verkehrliche Nutzung bereitgestellt werden ([www.total.de](http://www.total.de)).

#### **4. Fazit und Ausblick**

Die Aktivitäten innerhalb der Clean Energy Partnership, die gemeinsame Erklärung führender Automobilhersteller zum Markteintritt von Brennstoffzellenfahrzeugen 2015, sowie die Infrastrukturinitiative H<sub>2</sub> Mobility verdeutlichen, dass von der baldigen Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen auszugehen ist. Die Bereitstellung einer für die Fahrzeugversorgung ausreichenden Menge an Wasserstoff wurde als wichtige Aufgabe erkannt, welche sowohl innerhalb als auch außerhalb des NIP bearbeitet wird.

Neben der Rolle als Kraftstoff wird zunehmend das Potenzial von Wasserstoff als Speichermedium für den Ausgleich fluktuierender Windenergie gesehen. Eine Reihe von Studien zeigt das Potenzial und die strategische Notwendigkeit großmaßstäblicher Wasserstoffspeicher für die längerfristige Speicherung großer Mengen regenerativer Energie. Die Studien verweisen auch auf erhebliche Synergiepotenziale bei gleichzeitiger Nutzung von Wasserstoff als Stromspeicher, Kraftstoff und Industriegas, deren Realisierung die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Wasserstoff erhöhen sollte. Die technologischen Herausforderungen von Wind-Wasserstoff-Systemen erscheinen beherrschbar, müssen aber in weiteren FuE- und Demonstrationsprojekten angegangen werden. Bei förderlichen Rahmenbedingungen – wie vom Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehen [3] – gehen die Studien vom Erreichen der Wettbewerbsfähigkeit in 10 bis 20 Jahren aus.

Daher setzt sich NOW die Aufgabe, die Förderung von Entwicklung und Demonstration von Wind-Wasserstoff-Systemen weiter zu forcieren und damit zugleich die Voraussetzungen für die Realisierung großmaßstäblicher Speichersysteme zu schaffen. Wesentlich ist auch die Erschließung von Synergiepotenzialen zwischen Wasserstoffnutzung für Verkehr, Speicherung und Industrie.

## Quellenangaben

- [1] BMVBS, BMBF und BMWi (8. Mai 2006) *Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie* (www.now-gmbh.de)
- [2] Strategierat Wasserstoff und Brennstoffzellen (30. April 2007) *Nationaler Entwicklungsplan: Version 2.1 zum ,Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie‘* (www.now-gmbh.de)
- [3] BMWi und BMU (28. September 2010) *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung* (www.bmwi.de)
- [4] BMWi, BMVBS, BMU, BMBF und BMELV (10. März 2009) *Auszug aus dem Bericht an den Haushaltsausschuss Konjunkturpaket II, Ziffer 9 Fokus ,Elektromobilität‘* (www.now-gmbh.de)
- [5] dena, FZK, Fraunhofer ISI, LBST und Wuppertal Institut (August 2009) *GermanHy: Studie zur Frage: ,Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?‘* im Auftrag von BMVBS und NOW-GmbH (www.germanhy.de)
- [6] Clean Energy Partnership (kein Jahr) *Bericht 2002 – 2007*, Berlin (www.cleanenergy-partnership.de)
- [7] Daimler (9. September 2009) *Presse-Information: Autohersteller treiben Elektro-Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb voran* (www.daimler.com)
- [8] Daimler (10. September 2009) *Presse-Information: ,H<sub>2</sub> Mobility‘ - Gemeinsame Initiative führender Industrieunternehmen zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland* (www.daimler.com)
- [9] Zetsche, D. (17. Mai 2010) ‘Fueling the Future: Wasserstoff in der Automobilindustrie’, Essen: Vortrag *World Hydrogen Energy Conference 2010*, 16. bis 21. Mai
- [10] Ehret, O. und Bonhoff, K. (in Erscheinung) ‘Introducing Hydrogen as a Future Fuel: Strategies and Activities in Germany’, Essen: Tagungsband *World Hydrogen Energy Conference 2010*, 16. bis 21. Mai
- [11] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (2008) *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*, Dezember (www.vde.com)
- [12] Fraunhofer ISE, Fraunhofer AST und VKPartner (August 2009) *Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie: Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie*, Kurzfassung Abschlussbericht, BMWi Auftragsstudie 08/28 (www.bmwi.de)
- [13] LBST (April 2010) *Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein*, Untersuchung im Auftrag der Wasserstoffgesellschaft Hamburg, der Freien und Hansestadt Hamburg, sowie des Landes Schleswig-Holstein (www.H2Hamburg.de)

## **Der ORGA-Test: Entwicklung eines Testverfahrens zur praxisnahen Beurteilung der Fermenterbiologie von NaWaRo- Biogasanlagen**

Nils Engler<sup>1</sup>, Ute Merretig-Bruns<sup>2</sup>, Adam Feher<sup>3</sup>, Thomas Fritz<sup>4</sup>, Michael Nelles<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät,

Lehrstuhl für Abfall- und Stoffstromwirtschaft

<sup>2</sup>Fraunhofer Institut für Umwelt- Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Oberhausen

<sup>3</sup>HAWK Fachhochschule Göttingen, Fakultät Ressourcenmanagement,

Fachgebiet NEUTec

<sup>4</sup>Schaumann Biotic Consult GmbH, Pinneberg

### **Kurzfassung:**

Der Oberhausen-Rostock-Göttinger Aktivitätstest (ORGA-Test) soll eine vergleichende Quantifizierung der biologischen Aktivität von Biogasfermentern ermöglichen. Dazu werden Fermenterproben von Biogasanlagen einer standardisierten Testroutine unterzogen und die Abbaukinetik eines standardisierten, reproduzierbaren Substrats in hoher zeitlicher Auflösung gemessen. Zusätzlich kann im Parallelversuch der Einfluss z.B. von Fermentationshilfsstoffen oder potenziellen Inhibitoren auf die Abbaukinetik untersucht werden. Die apparative Basis für das Testverfahren bildet das *Gas Production System* der Firma ANKOM. Das Verfahren beruht auf der Messung des Druckanstiegs in einem konstanten Volumen bei konstanter Temperatur. Mit der derzeit vorhandenen Ausstattung können Nullversuch, Kontrolle und bis zu 6 Varianten von Zusatzstoffen jeweils in Dreifachwiederholung untersucht werden. Im Laufe der bisherigen Bearbeitung haben sich Zeitkriterien wie z.B.  $t_{50}$  als Zeit, die benötigt wird, um 50 % des theoretischen Biogasertrags nach BUSWELL zu bilden, als gut handhabbare Größe zum Vergleich verschiedener Fermenterproben herausgestellt.

### **Veranlassung**

Aufgrund der weiter wachsenden Anzahl von Biogasanlagen in Deutschland und Europa ist mittel- bis langfristig mit einer Verknappung und damit Verteuerung der verfügbaren Substrate zu rechnen. Die optimale Ausnutzung der verfügbaren Substrate wird damit neben der Erschließung neuer, bisher nicht in Anaerobprozessen nutzbarer Biomassen, zu einer ökonomischen Notwendigkeit.

Für beide Anwendungsbereiche, die Optimierung der Abbauprozesse im Fermenter und die Nutzbarmachung bisher nicht erschlossener Substratquellen, wird bereits jetzt eine Vielzahl von Prozesshilfsstoffen am Markt angeboten. Die Wirksamkeit dieser Prozesshilfsstoffe und die Notwendigkeit ihres Einsatzes kann in Praxisanlagen jedoch oftmals schwer beurteilt werden, da sie häufig durch andere Effekte wie z.B. Schwankungen in der Substratqualität überdeckt werden.

Um die Wirksamkeit von Fermentationshilfsstoffen einschätzen zu können, sind vergleichende Untersuchungen zum aktuellen Zustand der Fermenterbiologie erforderlich. Die hierfür zur Verfügung stehenden Mikro- bzw. Molekularbiologischen Methoden erlauben zwar eine extrem differenzierte Charakterisierung der Fermenterbiologie hinsichtlich der

Zusammensetzung der Mikroorganismenpopulation, Rückschlüsse auf die tatsächliche Abbauleistung sind aber aus den Ergebnissen nicht zu ziehen. Die Methoden sind zudem vergleichsweise aufwändig und können nur von entsprechend qualifizierten Laboren ausgeführt werden.

Mit dem Aktivitätstest soll ein einfach handhabbares Verfahren entwickelt werden, welches eine vergleichende Quantifizierung der Abbauleistung der Fermenterbiologie ermöglicht. Dies geschieht derzeit im Rahmen eines durch die AiF geförderten gemeinsamen Forschungsvorhabens unter Leitung des Fraunhofer Instituts UMSICHT, Oberhausen mit der FH Göttingen, Fachgebiet NEUTec und der Universität Rostock als Projektpartner. Im Rahmen des Vorhabens laufen derzeit Untersuchungen an Praxisanlagen mit dem Ziel, das Testverfahren zur Optimierung der Spurenelementversorgung von NaWaRo- Biogasanlagen weiterzuentwickeln.

## Grundlagen

Die apparative Basis für den Test bildet das *Gas Production System* der Firma ANKOM. Das Verfahren beruht auf der Messung des Druckanstiegs in einem konstanten Volumen bei konstanter Temperatur. Bei konstantem und bekanntem Volumen  $V_0$  (in diesem Fall das Kopfraumvolumen der Gärgefäße) ist die Zunahme in der Gasmenge direkt proportional zum gemessenen Druckanstieg:

$$dn = dp \cdot \frac{V_0}{R \cdot T}$$

Im betrachteten Druckbereich (bis ca. 150 kPa Absolutdruck) kann das Gas mit ausreichender Genauigkeit als ideales Gas mit einem molaren Volumen von  $v_0 = 22,4 \frac{l(N)}{mol}$  angenommen werden. [1] Die Volumenänderung (als Normvolumen!) folgt dann direkt aus der Druckänderung:

$$dV = dp \cdot \frac{V_0 \cdot v_0}{R \cdot T}$$

Das System besteht aus druckfesten Gärgefäßen, die in verschiedenen Volumina verfügbar sind, und aufgesetzten Messmodulen. (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) In jedem Messmodul befinden sich ein Drucksensor, ein Spülanschluss und ein Druckentlastungsventil.

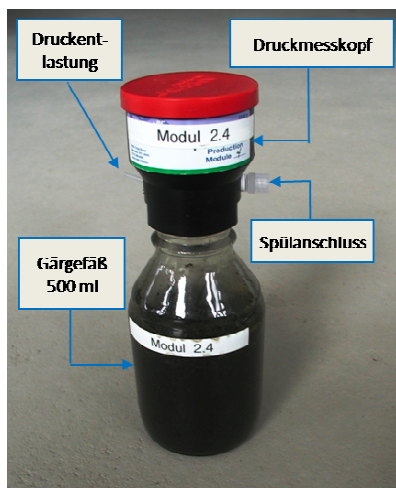


Abbildung 1: Einzelmodul

Der Spülanschluss ermöglicht es, den Kopfraum des Gärgefäßes nach dem Verschließen mit Stickstoff zu inertisieren. Der Drucksensor erfasst den aktuellen Druck im Gasraum und übermittelt die Daten drahtlos an den PC. Die Auswertesoftware berechnet unter Berücksichtigung des aktuellen Luftdrucks, der von einem separaten Modul gemessen wird, den kumulierten Druckanstieg für jedes einzelne Modul.

Um den Gesamtdruck im Gärgefäß zu begrenzen, kann der zulässige Maximaldruck softwaremäßig

für jedes Modul im Bereich 0 bis 100 kPa frei gewählt werden. Beim Erreichen des eingestellten Enddrucks wird das Entlastungsventil für 250 ms geöffnet. Dadurch wird sichergestellt, dass der genannte Gültigkeitsbereich für die allgemeine Gasgleichung sicher eingehalten wird, gleichzeitig wird der Fehler durch die zunehmende Löslichkeit der Gaskomponenten, insbesondere CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>S, vernachlässigbar klein gehalten. Die Gärgefäße werden in einem Wasserbad temperiert und einmal täglich mittels Magnetrührer durchmischt. Der gesamte Versuchsaufbau ist in Abbildung 2 gezeigt.



Abbildung 2: Ansicht des Gesamtsystems mit 12 Modulen: Wasserbad, PC zur Datenaufzeichnung und Nullmodul zur Erfassung des aktuellen Luftdrucks

Von der Software können die Daten von bis zu 50 Modulen gleichzeitig erfasst werden.

Der vom Drucksensor registrierte Druck im Kopfraum des Gärgefäßes wird alle 10 s drahtlos an den PC übermittelt. Von der Software wird in einem zwischen 5 und 60 min wählbaren Zeitintervall der kumulierte Druckanstieg im jeweiligen Gärgefäß gespeichert. Luftdruckschwankungen werden automatisch bei der Datenaufzeichnung berücksichtigt. Für das Testverfahren wurde ein maximal zulässiger Überdruck (einstellbar als Öffnungsdruck des Druckentlastungsventils) von 5 kPa (50 mbar) gewählt.

#### Versuchsdurchführung

Abweichend von der gewohnten Fragestellung stellt in diesem Fall der Fermenterinhalt den Untersuchungsgegenstand dar. Variationen des Substrates sollen Aussagen über die Kinetik des Stoffumsatzes und damit über die Leistungsfähigkeit der Fermenterbiologie ermöglichen.

Das Substrat muss je nach Fragestellung mehrere Anforderungen erfüllen:

Reproduzierbarkeit: bekannte und darstellbare Zusammensetzung

Quantifizierbarkeit der Ergebnisse: bekannter Gasertrag



Abbaubarkeit: Die Zusammensetzung der Hauptnährstoffe sollte etwa dem Substrat von NawaRo- Biogasanlagen entsprechen

Keine Beeinflussung des Untersuchungsziels: selbst frei von Promotoren / Inhibitoren

Im Rahmen des genannten Verbundvorhabens kommen mehrere standardisierte Substrate zum Einsatz.

Acetat( Essigsäure ) ist direkt für die methanbildenden Mikroorganismen verfügbar. Aus der Kinetik des Acetatumsatzes sollten Rückschlüsse auf die Leistungsfähigkeit dieser Mikroorganismen möglich sein.

Maisstärke als schnell abbaubares Substrat für hydrolysierende und säurebildende Mikroorganismen eignet sich zur Untersuchung der ersten Reaktionsschritte der Methangärung.

Maissilage als komplexes Substrat: Eine Großcharge einer Praxissilage wurde für das Vorhaben getrocknet, gemahlen und auf die drei Forschungsstellen aufgeteilt. Damit steht für die Projektlaufzeit ein einheitliches praxisnahes Komplexsubstrat zur Verfügung.

Des Weiteren wird an der Forschungsstelle Rostock eine Mischung aus mikrokristalliner Zellulose, Maisstärke, Glukose sowie Phosphatpuffer und Harnstoff verwendet, wobei die Rezeptur so eingestellt wurde, dass das C:N:P-Verhältnis etwa dem einer Maissilage entspricht. Damit steht ein komplexes, auch langfristig reproduzierbares Standardsubstrat zur Verfügung.

Für die Versuchsdurchführung werden Gärgefäße mit 500 ml Nennvolumen verwendet. Die Volumina der Gärgefäße wurden vor Beginn der Versuchsreihe für jedes einzelne Gefäß gravimetrisch bestimmt und sind in der Auswerteroutine hinterlegt. Je Versuch können mehrere Varianten parallel angesetzt werden, wobei üblicherweise eine Wiederholungszahl von  $n=3$  ausreichend ist.

Nullprobe: Fermenterprobe

Kontrolle: Fermenterprobe + Standardsubstrat

weitere Ansätze: Fermenterprobe + Standardubstrat + zu untersuchende Zusatzstoffe

Jedes Gärgefäß wird mit dem dazugehörigen Messmodul verschlossen, anschließend wird der Kopfraum mit Stickstoff inertisiert.

Der Gasertrag wird unter Berücksichtigung der mitgeführten Nullversuche auf die organische Trockensubstanz des eingesetzten Substrats bezogen. Aufgrund der hohen zeitlichen Auflösung ist mit dem standardisierten Versuchsablauf ein Vergleich der Abbaukinetik des Standardsubstrats durch verschiedene Fermenter-Biozöosen möglich.

Für die Ergebnisdarstellung wird das kumulierte Gasvolumen in  $l(N)/kg_{oTS}$  auf das theoretisch maximale Gasbildungspotenzial des Standardsubstrats, berechnet nach BUSWELL [2], bezogen und als Zeitkurve dargestellt.

Messunsicherheit des Testverfahrens

Um die Grenze der mit dem Testverfahren nachweisbaren Effekte zu ermitteln, wurde ein Validierungslauf mit einem möglichst homogenen Inokulum (Faulschlamm aus einer

kommunalen Kläranlage) durchgeführt. An der Forschungsstelle Rostock wurden 2 Sets bestehend aus je 12 Modulen getestet. Die Gärgefäße wurden mit jeweils 400 g Inokulum und 2,5 g mikrokristalliner Cellulose befüllt. Die gemessenen Gaserträge wurden auf die gesamte oTS im Ansatz bezogen. Das Ergebnis ist in Abbildung 3 gezeigt. Der Mittelwert der Module 1-12 liegt mit 146,9 l(N)/g<sub>oTS</sub> leicht über dem der Module 13-24 (144,9 l(N)/g<sub>oTS</sub>), der Variationskoeffizient über alle 24 Module beträgt 2,2 %. Berücksichtigt man, dass Fermenterproben aus Biogasanlagen geringfügig inhomogener sind als der verwendete Faulschlamm, so kann die Nachweisgrenze des Testverfahrens für Effekte durch z.B. Prozesshilfsstoffe bei ca. 4 % angenommen werden.

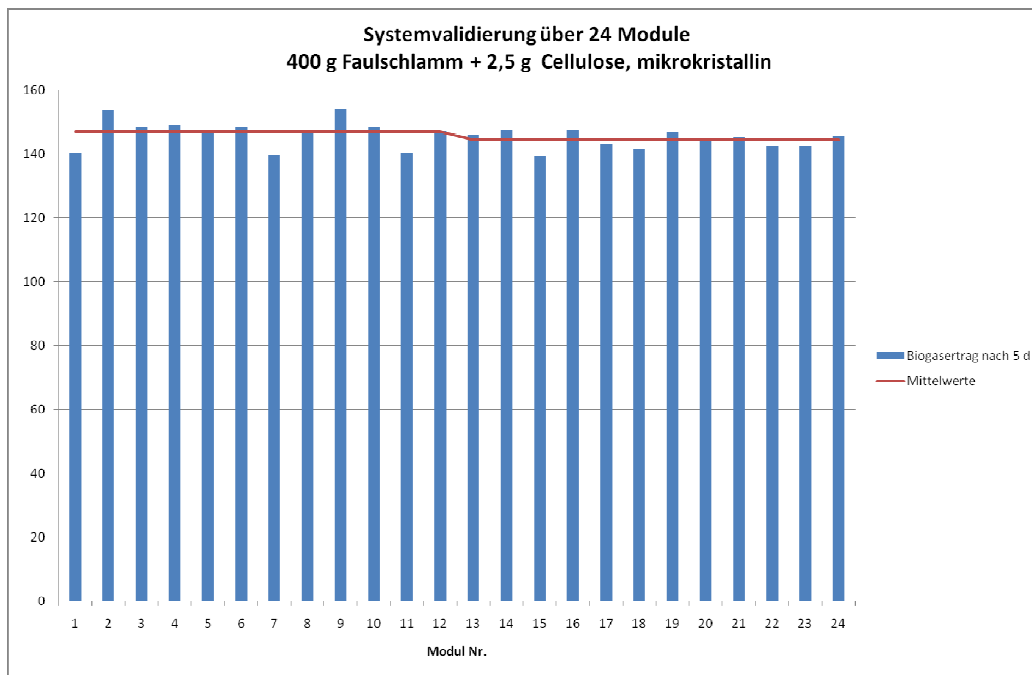


Abbildung 3: Ergebnisse der Systemvalidierung

### Erste Ergebnisse

An den drei Forschungsstellen Oberhausen, Göttingen und Rostock wurden im Zeitraum Januar bis September 2010 insgesamt 37 Biogasanlagen beprobt und jeweils Aktivitätstests mit den drei Substraten Essigsäure, Maisstärke und Maissilage durchgeführt.

Erwartungsgemäß zeigen die verschiedenen eingesetzten Standardsubstrate charakteristische Abbaukinetiken, wie Abbildung 4 anhand eines Beispiels zeigt. Für Stärke und Essigsäure ist der relative Gasertrag, für das Komplexsubstrat *Maissilage* der spezifische Biogasertrag in ml(N)/g<sub>oTS</sub> (linke Achse) dargestellt.

Essigsäure ist sofort für die Methanogenese verfügbar und wird auch praktisch sofort umgesetzt, während Stärke zunächst hydrolytisch aufgespalten werden muss. Dementsprechend erfolgt die Gasbildung mit einer zeitlichen Verzögerung von einigen Stunden. Das Komplexsubstrat *Maissilage* enthält neben der Stärke auch schnell verfügbare Inhaltsstoffe, die einen sofortigen Beginn der Biogasbildung bewirken.

Um die mit verschiedenen Fermenterproben ermittelten Abbaukurven auch quantitativ zu bewerten, können zunächst einfache Kriterien wie z.B.  $t_{50}$  als die Zeit, die benötigt wird, um 50 % des theoretischen Biogasertrags nach BUSWELL zu bilden, herangezogen werden. Eine

Ausnahme bildet das verwendete Standardsubstrat *Maissilage*. Das Zeitkriterium ist hier auf das Erreichen einer bestimmten absoluten Gasmenge (z.B.  $t_{250} = 250 \text{ ml(N)/g}_{\text{OTS}}$ ) bezogen. Der Vorteil dieser Zeitkriterien liegt in der sehr einfachen Bestimmbarkeit und der leichten Verständlichkeit der Aussage.

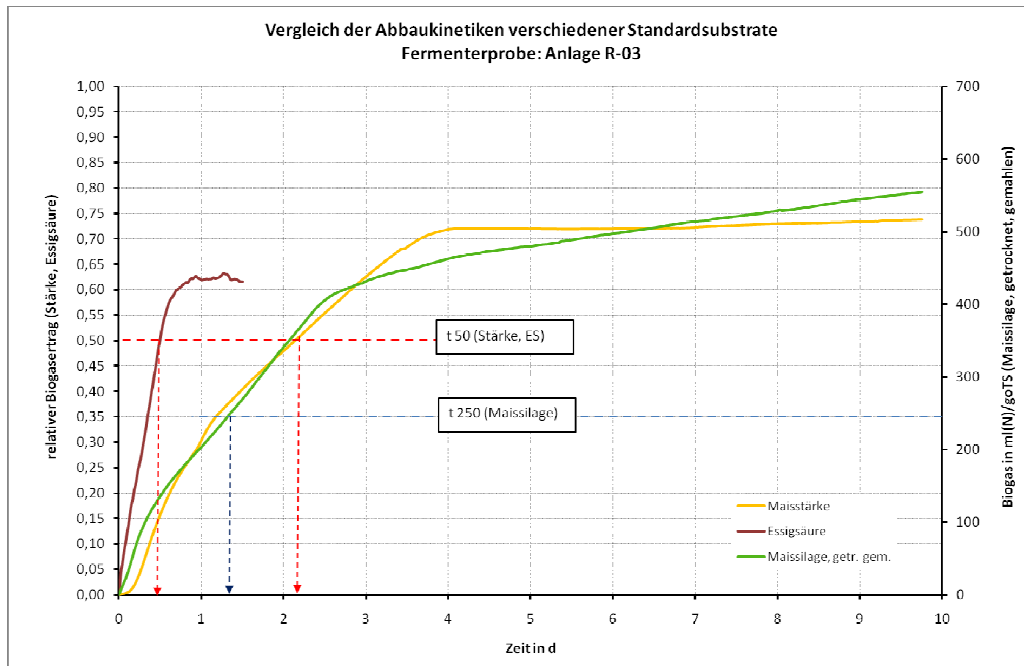


Abbildung 4: Vergleich der Abbaukinetik der eingesetzten Standardsubstrate

Die Fermenterproben der untersuchten Biogasanlagen zeigten zum Teil deutliche Unterschiede hinsichtlich der Abbaukinetik. In Abbildung 5 ist dies am Beispiel des Komplexsubstrats Maissilage gezeigt.

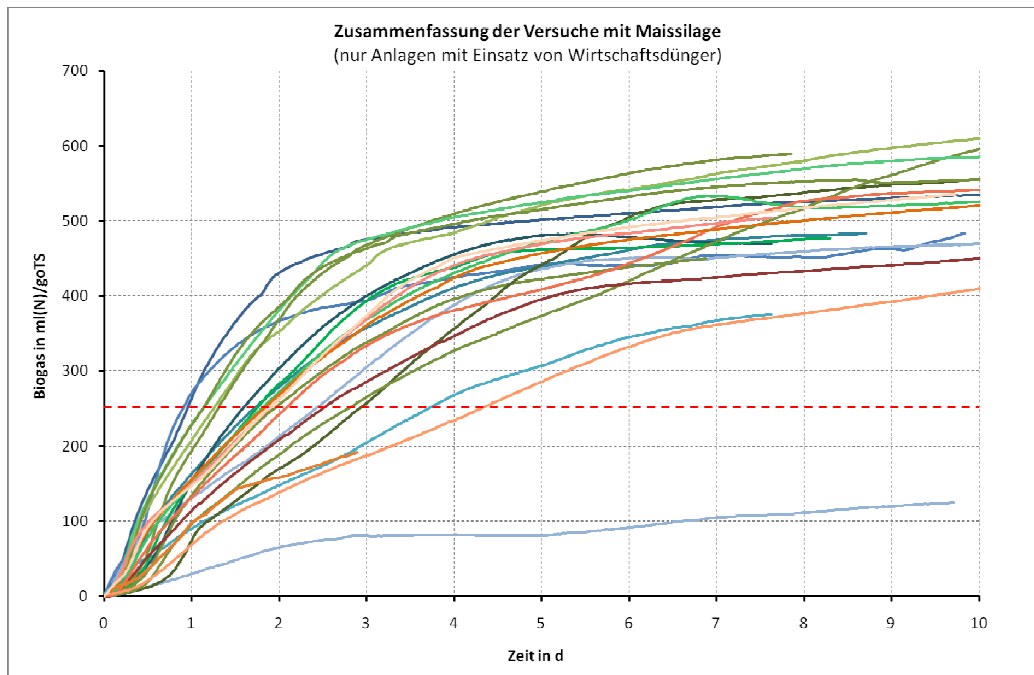


Abbildung 5: verschiedene Abbaukinetiken von Fermenterproben und  $t_{50}$ -Zeit

Zum Vergleich ist auch hier wieder das Bewertungskriterium von 250 ml(N)/g<sub>oTS</sub> für die Maissilage eingetragen. Die unterschiedlichen Abbauleistungen der Fermenterbiologie bewirken t<sub>250</sub>-Zeiten von < 1d bis ca. 4,5 d. Ähnlich stellen sich die Ergebnisse für die Substrate Maisstärke und Essigsäure dar.

Das Testverfahren soll im Rahmen des laufenden Vorhabens zur Optimierung der Spurenelementversorgung von Biogasanlagen optimiert werden. Dazu wird das an den drei Forschungsstellen erhobene umfangreiche Datenmaterial derzeit ausgewertet. Ziel der Datenanalyse ist unter anderem die Entwicklung aussagefähiger Bewertungskriterien sowie die differenzierte Berücksichtigung der Abbaukurven aller drei Standardsubstrate.

### Anwendungsbeispiele

Aufgrund der umfangreichen Versuchserfahrungen und des inzwischen an allen drei Forschungsstellen standardisierten Versuchsablaufes kann der ORGA-Test bereits für die Untersuchung verschiedener Fragestellungen Anwendung finden.

Ein Beispiel für eine deutliche Erhöhung der biologischen Aktivität nach Zugabe einer Spurenelementmischung ist in der Abbildung 6 gezeigt. Die Fermenterprobe kam in diesem Beispiel aus einer BGA mit einer vermuteten akuten Spurenelementverarmung. Im dargestellten Versuch wurden die unbehandelte Probe sowie eine Behandlung mit einem am Markt erhältlichen Spurenelementpräparat verglichen. Als Substrat wurde das synthetische Komplexsubstrat verwendet. Während die unbehandelte Kontrolle das Kriterium t<sub>50</sub> innerhalb des Versuchszeitraumes nicht erreichen konnte, zeigte die behandelte Fermenterprobe einen deutlich verbesserten Substratabbau und eine t<sub>50</sub>-Zeit von ca. 4,3 d.

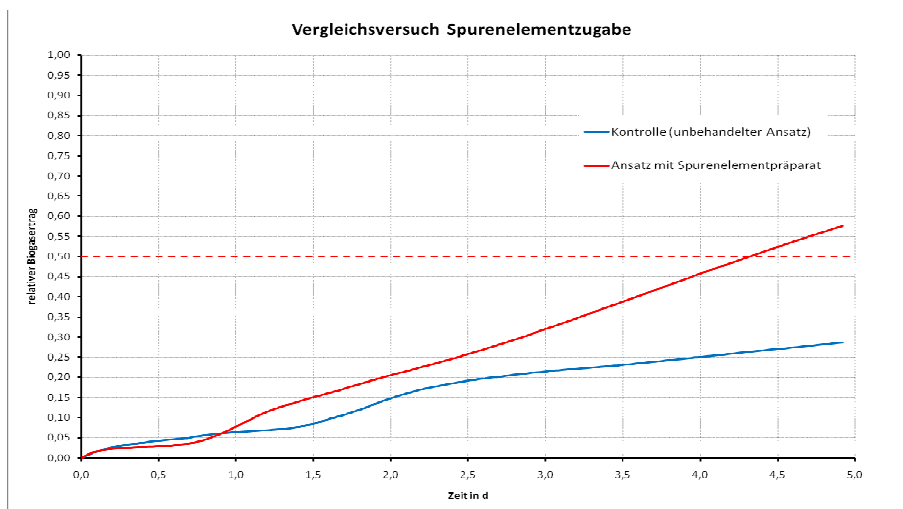


Abbildung 6: Verbesserter Substratabbau nach Spurenelementzugabe gegenüber der unbehandelten Kontrolle

Ein weiteres Anwendungsfeld des Aktivitätstests ergibt sich z.B. bei der Untersuchung von Hemmwirkungen verschiedener Stoffe. Im konkreten Beispiel wurde ein organischer Abfallstoff als Auslöser für einen kompletten Zusammenbruch der Fermenterbiologie einer Abfallvergärungsanlage vermutet. Im Aktivitätstest wurde eine Fermenterprobe einer aktiven landwirtschaftlichen BGA mit synthetischem Komplexsubstrat sowie mit drei Dosierungen des entsprechenden Stoffes in jeweils 4-facher Wiederholung getestet. Das oTS-Verhältnis lag dabei zwischen 0,1 und 0,25 g<sub>oTS</sub> (Inokulum)/g<sub>oTS</sub>(Substrat). Das Ergebnis ist in Abbildung 7 dargestellt.

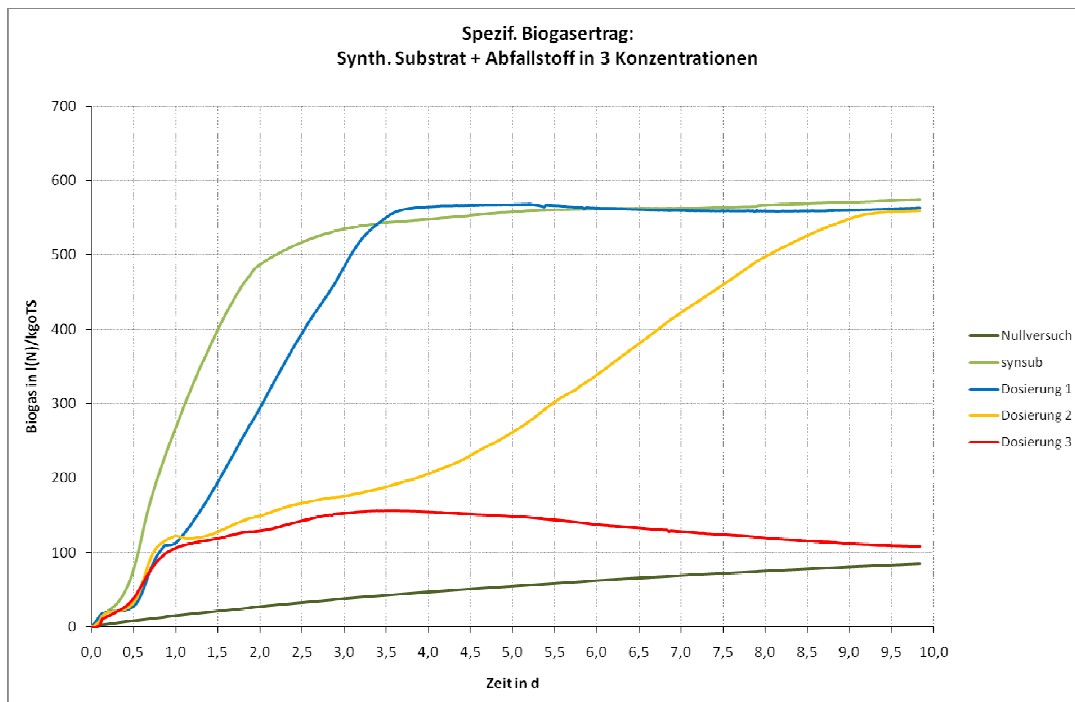


Abbildung 7: Vergleichsversuch zur Überprüfung der Hemmwirkung eines organischen Reststoffs

Die geringste Dosierung zeigt einen zwar deutlich gestuften aber nicht gehemmten Substratabbau. In der zweiten Dosierung verläuft der Substratabbau gegenüber der ersten Dosierung deutlich verzögert, erreicht aber nach 10 d das gleiche Endniveau. Dies wäre im realen Anlagenbetrieb gerade der Grenzfall, bei dem die Hemmwirkung des eingesetzten Stoffes noch nicht erkannt würde. Bei der höchsten untersuchten Dosierung kann eine akute Prozesshemmung beobachtet werden. Die Kontrolle mit synthetischem Komplexsubstrat ( $\sigma$ TS-Verhältnis = 0,18) verläuft ohne Auffälligkeiten. Damit konnte der zu hoch dosierte Einsatz des betreffenden Abfallstoffs als wahrscheinlicher Auslöser für die Betriebsstörung der BGA identifiziert werden.

#### Zusammenfassung und Ausblick

Mit dem Aktivitätstest wird derzeit ein standardisiertes Verfahren entwickelt, mit dem die Abbauleistung der Fermenterbiologie von Biogasanlagen quantitativ und vergleichend beurteilt werden kann. Mögliche Anwendungsgebiete sind die Untersuchungen des Einflusses von Fermentationshilfsstoffen, die Detektion von Prozesshemmungen oder die Ermittlung von Bedarfsgrenzen bestimmter Inhaltsstoffe.

Durch den vergleichsweise kurzen Testzeitraum von 5 bis 7 d kann in kurzen Zeiträumen ein hoher Probenumfang untersucht werden. In dem noch laufenden Forschungsvorhaben soll der Aktivitätstest zur differenzierten Untersuchung der Versorgung von NawaRo-Biogasfermentern mit essentiellen Spurenelementen weiterentwickelt werden. Dazu werden derzeit die erhobenen Daten detailliert ausgewertet und einheitliche Beurteilungskriterien für die verschiedenen Abbaukurven ermittelt. Das Verbundvorhaben wird unter Leitung des Fraunhofer Instituts UMSICHT, Oberhausen unter Beteiligung der FH Göttingen, Fachgebiet NEUTec und der Universität Rostock, Lehrstuhl für Abfall- und Stoffstromwirtschaft, durchgeführt.

Das IGF-Vorhaben 16103 BG der Forschungsvereinigung Verein zur Förderung der Energie- und Umwelttechnik e.V. –VEU, Bliersheimer Straße 60, 47229 Duisburg wurde über die AiF im Rahmen des Programms zur Förderung der industriellen Gemeinschaftsforschung und -entwicklung (IGF) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

#### Literatur

- [1] Baehr, H.D. : *Thermodynamik: Grundlagen und technische Anwendungen*. Springer Verlag , Berlin 2002
- [2] Buswell, A.M. & Mueller, H.F. (1952): *Mechanism of Methane Fermentation*. Industrial and Engineering Chemistry, 44 (3), 550-552
- [3] Operator's Manual ANKOM<sup>RF</sup> Gas Production System ; Ankom Technology, Macedon NY, 2008

# “Large scale integration of offshore wind power through Wind Farm Clusters”

Alejandro J. Gesino ([agesino@iset.uni-kassel.de](mailto:agesino@iset.uni-kassel.de))

Bernhard Lange ([blange@iset.uni-kassel.de](mailto:blange@iset.uni-kassel.de))

Kurt Rohrig ([krohrig@iset.uni-kassel.de](mailto:krohrig@iset.uni-kassel.de))

## Abstract

In 2030 wind energy should provide 25% of the EU electricity with an expected production of 935 TWh. Such a high share of wind generation requires reliable and secure grid integration levels. One of the current R&D challenges is to manage wind power (on and off-shore) as a conventional power source, contributing with the stability of the fundamental electric parameters, frequency and voltage.

This paper describes the power system requirements for high wind penetration as well as the concept of “Wind Farm Cluster”. It also focuses on the results of the German R&D project “*Integration großer Offshore-Windparks in elektrische Versorgungssysteme*” where control capabilities were tested including the new structure of “Wind Farm Cluster” developed by Fraunhofer IWES.

## Index terms

Grid integration, active power control, reactive power control, voltage control, power factor, Wind Farm Cluster, ancillary services, grid codes, set points.

## I. Introduction

Current and future large scale integration of wind energy demands that it should be manageable as a conventional power source, offering also ancillary services which nowadays are being provided by the conventional generation in a reliable and stable way.

As happened with other technologies, wind power was born when the level of sophistication of the technology was much lower than it is today representing a small share of the overall installed capacity and with a regulatory framework whose main goal is to maximize its utilization. Therefore, in the past, technical requirements for grid integration of wind energy were relatively low.

Currently TSOs are upgrading their grid codes due to the expected increase of wind energy into their grids as well as the availability of new developed technologies installed at wind turbine and wind farm level allowing higher levels of monitoring and controllability per each installed wind farm [5].

The structure of “Wind Farm Cluster” developed by Fraunhofer IWES will also play an important role in the future large scale integration of wind power.

This paper examines the power system requirements for high wind penetration, the “Wind Farm Cluster” structure as well as concrete R&D results from a German project oriented to the large scale integration of the off-shore wind power.

Fulfilling wind power plant capabilities implies that wind power has to be controlled and operated according to system requirements and has to support the grid during disturbances and faults. These capabilities are based on a proper active and reactive power control of wind farms as well as the supporting schemes during grid faults.

## **II. Power system requirements for high wind penetration**

There is a need for further extended and integrated control and management of the wind power. Therefore the introduction of new control techniques, such as the Wind Farm Cluster Management System (see Section III), would allow grid operators to optimize the managing of wind power according to their power system requirements, which are described as following:

### **a. Active Power and Frequency Control Requirements**

Increasing penetration of wind energy in power systems will require its participation in the power frequency control and balancing procedures which are already performed by conventional generation. The fulfilment of power and frequency control schemes in case of high wind penetration also implies the provision of primary, secondary and inertial energy (spinning reserve) from wind generators.

In some EU countries there are plans to implement in a new operative procedure strengthen requirements for the power and frequency control contribution from wind generators. This includes the participation in the power and frequency control schemes and in addition requirements for inertia provision by emulation from wind farms [5].

With an increasing wind penetration and bigger power ratings wind turbines and wind farms will have an important role to assure the frequency stability of the system. Therefore it will be expected in future grid codes requirements the obligation of wind generation to provide this ancillary service. This topic is an issue subject to regulation and discussion.

### **b. Reactive Power and Voltage Control Requirements**

With an increasing wind power penetration, the voltage control and grid support has to be carried from wind farms. Therefore, some grid codes have already issued operational range for the voltage and power factor at the point of connection to which wind generation is obliged to cope with. An example of the power factor ( $\cos\phi$ ) and voltage control requirements at the wind farm connection point are depicted in Figure 1.



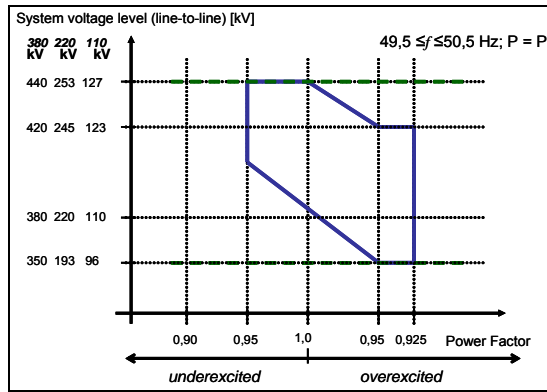


Figure 1 - Basic requirement for the reactive power supply for E.ON Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.

Furthermore, Figure 2 describes the requirements of several TSOs for the control of reactive power related to the available active power production from wind farms.

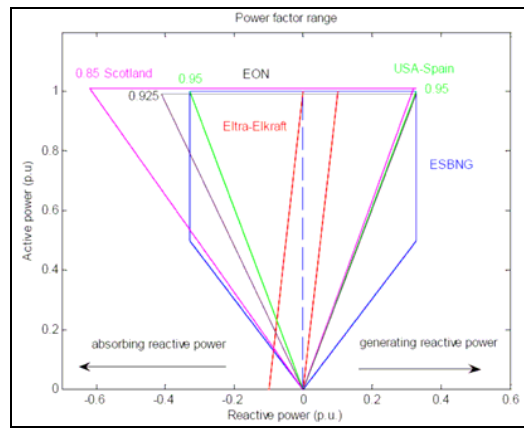


Figure 2 - Reactive power requirements from different grid codes related to the active provision [5]

### c. Fault-Ride-Through-Capabilities

In some EU countries one of the most relevant problems in the recent years was the lack of adequacy of wind generators to withstand voltage dips and to remain connected to the grid supporting the system during faults. This situation could lead to lose great amounts of wind power generation in the event of any disturbance.

Nowadays wind farms are obliged to provide fault ride through capabilities (FRTC) in order to maintain the stability of the grid in cases of faults. Requirements are different in each country and are dependant on the voltage dip and the duration of the corresponding short circuit that the wind farm has to withstand. Most extreme requirements demand that wind power has to support the grid even during voltage dips of 0% (called Zero-Voltage-Ride-Through - ZRVT). In addition, the protections schemes have to be appropriate so that the wind turbines can offer the necessary short-circuit power to activate the protection mechanisms when it is necessary.

Fault-Ride-Through-Capability (FRTC) is one of the most demanding requirements for wind turbine manufacturers due to the heavy conditions that the wind turbine must withstand in case of voltage dips in the grid. Moreover, the larger the wind turbine is the bigger its influence on the transient stability of the grid in case of faults.

Many wind turbines from today are equipped with this option. Therefore, it can be concluded that current wind turbines are able to ride through a wide range of faults in the grid and this is not expected to change in the future. Future grid codes may issue regulations requirements for Zero-Voltage-Ride-Through for wind turbines.

#### d. Wind power forecasting

For the TSOs the previous paradigm of planning based on a small number of well known large power plants it is not applicable any more. Due to natural fluctuating characteristics of wind power, it is required an accurate and reliable forecast for the next hours to days ahead [1] [2]. This will lead to higher grid reliability and cost savings.

Nowadays the development of models for dynamical forecast uncertainty estimation for each time step has nearly the same priority as the wind power forecast itself (see Figure 3). This is due to the multiple applications concerning decision-making problems based on the stochastic nature of wind power prediction errors. Optimal scheduling of power generators and bidding strategies in the electricity markets requires information about a secured power feed-in. All these information can be deduced from wind power forecasts in combination with uncertainty intervals.

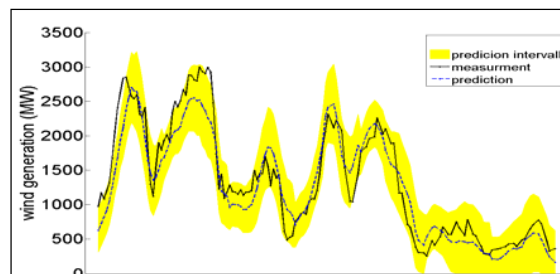


Figure 3 - Example of Forecast Interval Assessment – 90% Probability that all measurements will be within the prediction interval (yellow surface) [8]

### III. Wind Farm Clusters

The Wind Farm Cluster concept was created and developed by Fraunhofer IWES as a natural evolution for wind energy management. In the past, Wind Turbines were grouped into Wind Farms, and nowadays Wind Farms are being grouped into Wind Farm Clusters [3] [6]. The aim of this structure is to allow the TSOs to manage wind energy as a conventional power source, avoiding some natural aspects of wind energy as the fluctuating nature of the wind, the distributed location of the wind farms and the existence of different generator technologies, among other issues.

A Wind Farm Cluster consists in is a logical aggregation of existing physical wind farms which are connected to the same grid node. The main goal of this structure is to allow the large scale management of wind energy and the operation of wind farms as conventional power plants.

For the proper administration of Wind Farm Clusters, the Wind Farm Cluster Management System (WCMS) was implemented. Advanced techniques and control strategies combined with high-tech wind energy forecast technologies were successfully developed. This platform allows wind farm clusters to provide grid operators with active and reactive power control,

wind power reserve, congestion management, gradient control, voltage changes control and power factor control, among other issues, in order to fulfil the current and future requirements regarding operational flexibility and security issued by grid operators.

Figure 4 depicts the general structure of the wind farm clustering. Single wind turbine generators are aggregated under a wind farm. These wind farms connected under the same grid node are logically grouped into a Wind Farm Cluster.

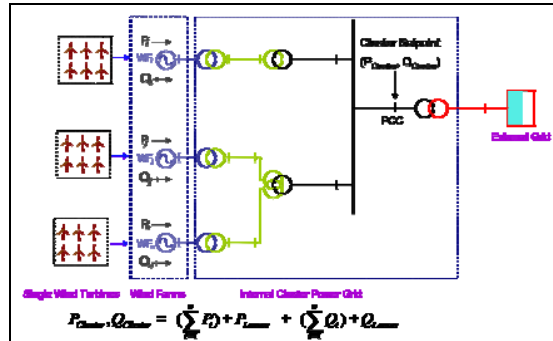


Figure 4 - Wind Farm Cluster description

The WCMS considers the existence of a hierarchical “two layers” structure: TSO and Dispatch Centres layer. As it is shown in Figure 5 the TSO receives monitoring information (P, Q, U) coming from the Dispatch Centres and at the same time the Dispatch Centres receive the control commands sent by the TSO to the wind farms.

The control command (set point) is being sent from the WCMS TSO to the WCMS Dispatch Centres. Once the set points are received by each Dispatch Centre, they have to forward each set point to the wind farms under their control. The distribution of these set points within the wind farms is performed by the WCMS Dispatch Centre.

Parallel to the command data flow (TSO-Dispatch Centres) there is a monitoring data flow (Dispatch Centres-TSO) which allows the WCMS TSO to identify the present state of the cluster and to run its own calculation tools. These monitored parameters allow the system to know the current situation of the generation at wind farm cluster level. Therefore, a permanent communication link between these levels (TSO-Dispatch Centres) has to be assured so the information can flow continuously.

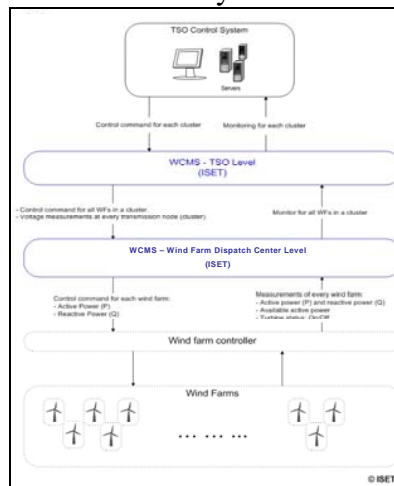


Figure 5 – WCMS structure

## IV. Project “Integration großer Offshore-Windparks in elektrische Versorgungssysteme”

### a. Project description

The overall aim of the project was to increase the energy economic value of wind power by improving the integration of large off-shore wind farms into the electrical power supply system. Control capabilities of a wind farm cluster were tested in order to address the potential future requirements of TSOs for on- and off-shore installations [7].

### b. Tests scenarios

Considering that during the project there were no German R&D off-shore wind farms available as happens nowadays (see section V), it was selected an on-shore wind farm cluster with particular technical characteristics which have allowed the R&D results of the project to be analyzed also for the future off-shore requirements.

The selected cluster is composed by controllable wind farms, it is located in non meshed grid area with low influence in the cluster node from other wind farms installed nearby and has similar grid conditions as it would happen with an off-shore wind farm. It is connected to the transformer station “Bertikow” controlled by TSO Vattenfall Europe Transmission, as it is depicted in Figure 6. The geographic distribution of the involved wind farms is also shown in Figure 7.

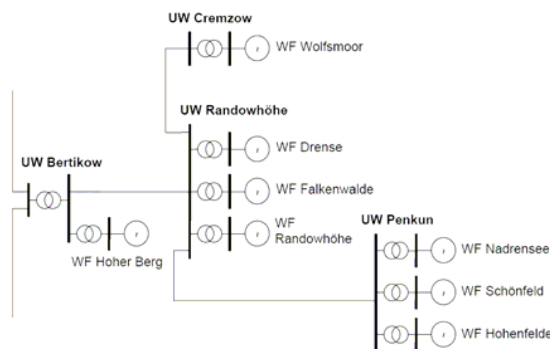


Figure 6 – Tested cluster

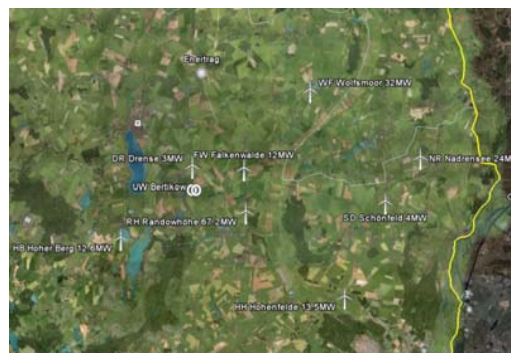


Figure 7 – Wind farms geographic distribution

### c. Performed tests

R&D tests were performed in order to validate the capability of a wind farm cluster to contribute at cluster level with active and reactive power, and voltage control. Therefore a control command was sent through WCMS TSO to the WCMS Dispatch and finally distributed to each wind farm which belongs to the selected cluster (see Figure 6).

For each tests it was measured the reaction time at cluster and wind farm level, analyzing the capability of the whole cluster to be influenced by control commands sent to each wind farm.

### Reactive power control

A reactive power control command was sent to the “Bertikow” cluster and forwarded to each wind farm which belongs to the analyzed cluster. The voltage behaviour during the set point can be observer in Figure 8 as well as the reactive power commands sent to each wind farm.

This test was relevant in order to analyze how a wind farm cluster could contribute with voltage stability through reactive power control both, capacitive and inductive.

In Figure 8 it can be appreciated how the reactive power set point has clearly influenced the voltage at cluster node level.

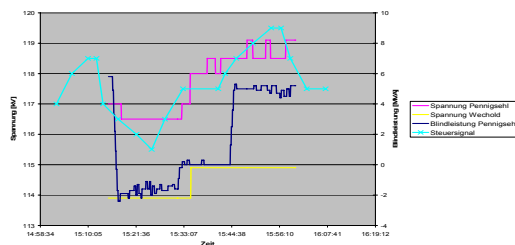


Figure 8 – Voltage control

### Active power control

Active power control tests were performed analyzing how long it would take to a wind farm cluster to reach the desired value (control command sent by the TSO) and how accurately and stable this target is reached during the set point time frame, both at cluster and wind farm level.

Control commands with a reduction of 95, 80 and 60% of the available active power at the analyzed wind farm cluster were sent (see Figure 9). It can be also appreciated that even when the set point was reached, the active power measurements show that there was a certain degree of instability during the set point time frame. The differences between set point target and the reached operational point of the cluster are analyzed in Figure 10.

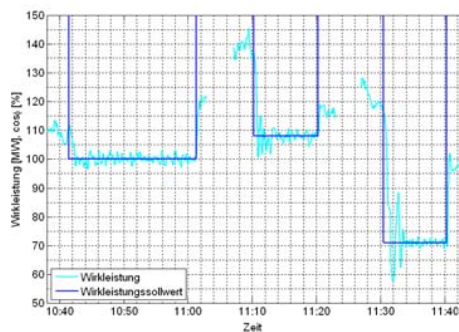


Figure 9 - Active power control wind farm cluster level

Figure 10 shows the deviation between the power production of “Bertikow” wind farm cluster and the given limitation command. More than 90% of the measured active power values do not deviate more than 1% of the power limitation set point. The biggest deviation is 3,5% from the given control command.

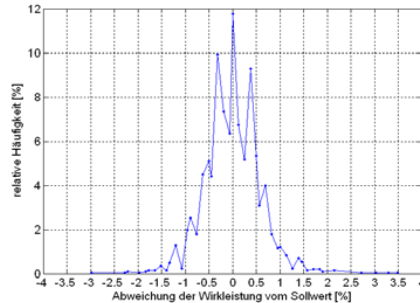


Figure 10 - Cluster deviation from set point

As it can be seen in Figure 11 during the first 200 seconds different power fluctuations were observed registering a clear relation between the requested power reserve volume and the duration of the power fluctuations. As bigger the test was, bigger was the oscillation detected.

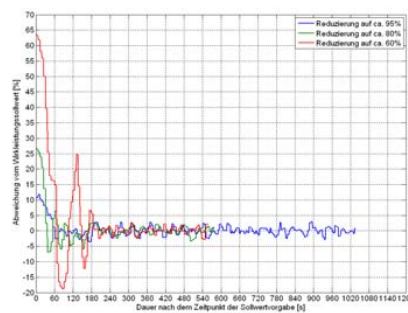


Figure 11 - Active power tests

### Power factor control

Figure 12 depicts a reduction set point of the power factor from 1 to 0,99. This set point generates a reactive power output of -18,8 MVar approximately. It can be appreciated how reactive power reacts nearly 30 seconds after the set point was sent reaching in a stable way the level of -18,8 MVar during the 10 minutes set point time frame.

During this period it can also be appreciated 7 deviations of the set point from its original target. The first six were relatively smooth around the -18,8 MVar set point. The last deviation consisted in a power factor of 1,003. During this deviation the reactive power jumped to 10,44 MVar during 4 seconds approximately.

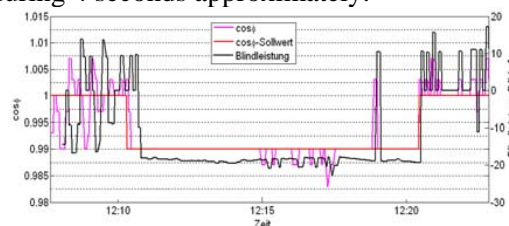


Figure 12 - Power factor reduction

Other power factor variations could also be observed in Figure 13. The longest power factor variation took place with a power factor of 0,94. During this fluctuation it could also be observed a new fluctuation of the power factor to 0,96 duration of 300 seconds. It can also be appreciated that as strong the power factor reduction was longer it took to reach the desired value.

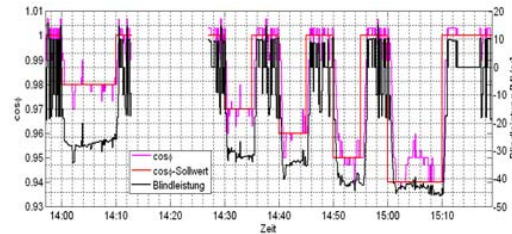


Figure 13 - Power factor reduction

## V. Further R&D projects in the off-shore sector

As shows Figure 14, during the coming years wind energy development in Germany will continue growing. Therefore a large R&D project financed by the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Reactor Safety (BMU) is currently running: the RAVE initiative.

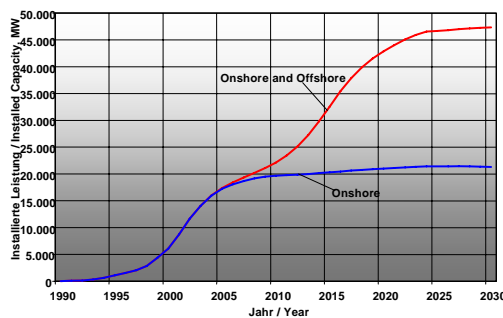


Figure 14 - Development of wind energy in Germany

The RAVE research initiative runs simultaneously with the construction and operation of the "alpha ventus" test site to obtain broad based experience and knowledge for future offshore wind farms.

„Alpha ventus“, the first German offshore wind farm testing and demonstration project, is initiating the utilisation of wind energy in the German North and Baltic Seas. The main focuses in the associated German research initiative, RAVE, are the reduction of costs, increased efficiency, advancing the availability of wind turbines, improving the technology for developing offshore wind energy, its ecologically responsible application as well as technologically optimising the turbines with regard to ecological impact. RAVE is sponsored by the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Reactor Safety (BMU) and is co-ordinated by Fraunhofer IWES. It joins the scientific activities of the plant manufacturers and a multitude of research institutions. In total the BMU has allocated 50 million Euro for the research and further development of wind energy utilisation at sea.

The research areas of Fraunhofer IWES will include the whole wind energy spectrum from materials development to grid optimization as well as energy systems technology for use of all forms of renewable energies. They are described as following:

- Engineering and operation of wind energy turbines and parks.
- Development of components: rotors, power trains and foundations.
- Fluid elasticity and dynamics
- Environmental analysis for wind and ocean energy technology.
- Control and system integration of decentralized energy converters and storages.
- Energy management and grid operation.
- Energy supply structures and systems analysis.

## **VI. Conclusions**

This paper concentrated on the requirements and capabilities for large scale integration of wind power, focusing particularly in the coming off-shore wind power development which will dramatically increase the injected volumes of wind power into the EU's grids.

A progressive displacement of conventional generation by wind energy is already taking place and will be even deeper during the coming years as soon as the new multi mega-watt wind turbines start to be installed (7,5 MW units are already developed and 10 to 15 MW units are currently under concrete R&D). This situation leads to new technical requirements for wind generators in order to make wind energy controllable as the conventional generation is.

Clear definitions and agreements between manufacturers and grid operators will lead to clearer operational requirements for wind energy and in the future to harmonize grid code requirements which will be a step forward for the wind energy sector, saving costs and allowing larger amounts of renewable energies to be integrated into the grids world wide.

A new system tool for wind farm clusters control was presented. Through the Wind Farm Cluster Management System (WCMS), developed by Fraunhofer IWES, it is possible to operate wind farms as conventional power generators. WCMS was successfully tested in Germany, Portugal and Spain, showing that even with the current structures and available technologies wind power can achieve high controllability levels.

Forecasting algorithms and the impact of the uncertainty band of the forecasted wind power values are also essential for the secure and large integration of wind power and were integrated into WCMS too.

The analysis of the performed real tests in Germany described in this paper has shown that the deviation between the set point target and the real power production in 90% of the measurements was not more than 1%. The biggest deviation was 3,5% from the given control command. This shows high controllability levels of wind power during the execution period of the testings.

Finally it is remarkable that in some cases the needed technology for the improvement of wind power controllability levels is already being provided by the wind turbine manufacturers. This technology is available to be used as soon as the new grid codes and regulatory updates get in force.



Needed initiatives for larger scale integration of wind power can be described as following:

- New regulatory developments concreted into new technical requirement through new grid codes versions.
- Technical developments from manufacturers which provide wider capabilities to new machines enabling them to fulfil these new requirements and the possibility to adapt the old ones at a reasonable cost.
- A brand new architecture of Control Centres solely devoted to monitor and control wind power generation interconnected with TSOs facilities.
- Specific tools able to asses in real time the system security with high penetration of renewable generation to perform an operation within standard security margins as well as minimizing additional costs which in the past were afforded due to uncontrollable nature of wind power.

Thanks to the commitment of all involved sectors, wind energy is demonstrating once more that it is ready to face a new challenge in the renewables energies history. It is not only fulfilling the market demand with new modern multi mega-watt wind turbines (on and off-shore), it is also capable to face the challenge of progressively replace conventional generation bringing at the same time security to the system through its already demonstrated controllable characteristics.

This is it self a step forward in the direction of the 100% renewable energies scenario which was also presented by Fraunhofer IWES.

## VII. References

- [1] K. Rohrig, "Online-monitoring and prediction of wind power in German transmission system operation centres", in World Wind Energy Conference, Cape Town, South Africa, 2003.
- [2] B. Lange, K. Rohrig, B. Ernst, F. Schlögl, R. Jursa, J. Moradi, "Wind power forecasting in Germany – Recent advances and future challenges", in Zeitschrift für Energiewirtschaft, vol. 30 (2006) issue 2, pp 115-120.
- [3] A. Gesino, C. Quintero, R. Mackensen, M. Wolff, B. Lange, K. Rohrig, "Wind farm Cluster Management System", XV Energie Symposium, Fachhochschule Stralsund, Nov 6<sup>th</sup> – Nov. 11<sup>th</sup> 2008
- [4] E.On Netz GmbH. "Grid Code. High and Extra High voltage". April 2006.
- [5] International Review of Grid Codes, Task 1.1. of Wind on the Grid Report, March 2007.
- [6] Rohrig, K., Lange, B., Braun M., Dobschinski J., Gesino A., Mackensen R., Mata J. L., Quintero C., Pestana R., Wessel A., Wolff M., "Wind Power Plant Capabilities - Operate Wind Farms like Conventional Power Plants", European Wind Energy Conference 2009, Marseille, France, 16 - 19 March 2009
- [7] Forschungsinitiative RAVE - Internet reference: <http://rave.iset.uni-kassel.de/rave/pages/welcome>
- [8] J.Dobschinski, A.Wessel, B.Lange, K.Rohrig, L. v. Bremen, Y.M.Saint-Drenan, "Estimation of wind power prediction intervals using stochastic methods and artificial intelligence model ensembles", Dewek 2008.

## VIII. Authors



**Alejandro J. Gesino** is working at Fraunhofer IWES since May 2007 in the area Energy Meteorology and Wind Power Management at the R&D Division Energy Economy and Grid Operation. Born in Mar del Plata, Argentina in 1977, Eng. Gesino's current main R&D interests are related with large scale grid integration of wind power, Wind Farm Cluster concept and control strategies for active and reactive power control with Wind Farm Clusters. Mr. Gesino is also PhD Student at the University of Kassel researching about "Primary and Secondary Frequency Control with Wind Farms".



**Bernhard Lange** is head of Energy Meteorology and Wind Power Management at the R&D Division Energy Economy and Grid Operation of Fraunhofer IWES. He is a physicist with MSc from the University of Oldenburg. After graduating he worked in Denmark with Risø National Laboratory and Wind World A/S. 1998 to 2002 he prepared his PhD about offshore wind power meteorology at Risø National Laboratory and University of Oldenburg. His main research interests for the last 10 years are wind power meteorology, wind farm modelling and wind power forecasting.



**Kurt Rohrig** has been working at Fraunhofer IWES (former ISET) since 1991. Currently he is head of the R&D Division Energy Economy and Grid Operation. Mr. Rohrig has more than 10 years experience in wind power projects. He is the scientist-in-charge for projects handling the online monitoring and prediction of wind power for large supply areas – operated in co-operation with large power transmission utilities. Mr. Rohrig has contributed to numerous publications in the field of wind energy integration in the electrical energy supply and completed his PhD at the end of 2003.

# „NANOSITR - Wärme, Kälte und Strom aus einem Biomassekessel“

Dr. Bodo Groß, Guillem Tänzer

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

Gerade im landwirtschaftlichen Sektor fällt in nicht unerheblichem Maße Biomasse an, die in vielen Fällen ungenutzt bleibt. Biomasse kann aber beispielsweise zur Wärmeproduktion sowie zur gekoppelten Bereitstellung von Strom, Wärme und Kälte eingesetzt werden. Das EU-Projekt *NANOSTIR - Optimisation of solid biofuel operated Stirling CHCP units by means of nanotechnological coatings* soll auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung eine zukunftssträchtige Technologie entwickeln bzw. erproben, die sich besonders durch ihre ökologische Nachhaltigkeit durch die Nutzung von unterschiedlichen holzartigen und nicht holzartigen Biomassen wie beispielsweise Energiekorn, Gräser, Stroh, Nusschalen oder Steinobstkerne auszeichnet. Neben der Bereitstellung von Nutzwärme und -kälte und der Produktion von Strom bietet sie auch eine höhere Unabhängigkeit gegenüber der konventionellen Energieversorgung und damit von fossilen Energieträgern.

Die Prototypen KWKK-Anlage besteht, als zentraler Anlagenteil, aus einem Biomasseheizkessel AWK45 der Firma BOKOMPAKT Heiztechnik GmbH (Waldhausen, Österreich) mit einer thermischen Leistung von etwa 45 kW. Daran angekoppelt ist ein Stirlingmotor, der bei 5 kW thermischer Leistungsaufnahme bei ~ 700°C etwa 1 kW Strom und 3 kW Wärme auf niedrigem Niveau (~65°C) bereitstellt. Die Absorptionskältemaschine der Firma WEGRA Anlagenbau GmbH (Westenfeld, Deutschland) stellt bei einer thermischen Leistungsaufnahme von etwa 21 kW (95°C) etwa 15 kW Kälte (6-12°C) bereit.

Ein besonderer Schwerpunkt des Vorhabens liegt bei der Optimierung des Erhitzerkopfs des Stirlingmotors. Unter Federführung des Projektpartners ItN Nanovation AG wurde eine auf Nanotechnologie beruhende Beschichtung für den Erhitzerkopf entwickelt, die dazu beitragen kann, die Verschmutzung und Verschlackung des Erhitzerkopfs ganz oder zumindest in hohem Maße zu reduzieren. Dadurch werden entsprechend lange Wartungsintervalle und damit verbunden geringe Betriebskosten erreicht. Neben den technischen Aspekten werden vom Projektpartner Kuhbier Rechtsanwälte rechtliche Rahmenbedingungen und ethische Aspekte bezüglich des Einsatzes von nicht holzartigen Brennstoffen (z.B. Energiekorn) für die Staaten der Europäischen Union zusammengestellt und abschließend bewertet.

Nach zahlreichen Planungs- und Forschungsaktivitäten im Jahr 2008 und 2009 konnte die Prototypenanlage im Sommer 2010 an der Landwirtschaftlichen Fachschule Tulln (Österreich) aufgebaut werden. Der produzierte Strom wird in das örtliche Stromnetz eingespeist, die Wärme wird im Sommer durch die Absorptionskältemaschine zur Raumkühlung (ein Besprechungsraum, ein PC-Raum und ein Lebensmittellager) und im Winter zur Gebäudeheizung der Schule genutzt. Man kann von einer ganzjährigen Nutzung der bereitgestellten Wärme(Kälte) der KWKK-Anlage ausgehen. Aktuell findet die Monitoringphase der Anlage statt, indem alle relevanten Betriebsdaten, wie Temperaturen, Strom-, Wärme- und Kälteleistungen, Kesselparameter etc., aufgezeichnet, archiviert und anschließend ausgewertet werden.

Ziel ist es, mittelfristig kleine biomassebefeuerte KWKK-Anlagen am Markt zu etablieren, um besonders KMU und/oder landwirtschaftliche Betriebe anzusprechen, welche ganzjährigen sowohl Wärme- als auch Kältebedarf haben.

Das EU-Projekt wird von sechs Partnern aus drei europäischen Ländern durchgeführt und innerhalb des 6. Rahmenforschungsprogramms der Europäischen Kommission im Programm Polygeneration unter der Vertragsnummer TREN/07/FP6EN/SO7.71550/038551 gefördert. Die Koordination des Projekts wird durch die IZES gGmbH unter der Leitung von Dr. Bodo Groß wahrgenommen.

**Kontakt & Auskunft:** IZES gGmbH, Dr. Bodo Groß, Altenkessler Straße 17, 66115 Saarbrücken, Tel.: +49(0)681 / 9762-840, eMail: [gross@izes.de](mailto:gross@izes.de) und unter [www.izes.de/Projekte](http://www.izes.de/Projekte)

# „OPTISTRAHL – zweistufige Wäschereinheit für Biogas“

Dr. Bodo Groß<sup>1</sup>, Dipl. Ing. Wulf Clemens<sup>2</sup>

<sup>1</sup>IZES gGmbH / Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken, [gross@izes.de](mailto:gross@izes.de)

<sup>2</sup>OTS Ingenieurgesellschaft mbH Altenkesseler Straße 17 D-66115 Saarbrücken; [clemens@ots-gmbh.de](mailto:clemens@ots-gmbh.de)

## 1. Einleitung

Die Nutzung und die dazu erforderliche Anreicherung von schwachkalorischen, methanhaltigen Gasen, z. B. zur Einspeisung ins Erdgasnetz bzw. zur Verwertung als Fahrzeugkraftstoff, wird aufgrund der weltweiten Ressourcenknappheit immer wichtiger. Als Alternative zu fossilen Energieträgern gilt das „natürlich“ anfallende bzw. „nachwachsende“ Biogas. Dieses wird derzeit überwiegend direkt am Ort seiner Entstehung mit Hilfe von BHKW's zu Strom und Wärme umgewandelt. Nachteil dieser Verwertungsart ist, dass die produzierte thermische Nutzenergie häufig nicht vor Ort oder bestenfalls nur teilweise genutzt werden kann. Eine Alternative zur direkten Verstromung ist die Einspeisung ins Erdgas- bzw. Schwachgasnetz. Vorteil der Einspeisung ist, dass die Verwertung des Biogases an Standorten mit entsprechenden Wärmesenken stattfinden kann.

Die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz beinhaltet die Notwendigkeit einer Aufbereitung auf Erdgasqualität. Dabei gelten verschiedene Vorschriften wie beispielsweise die DVGW Arbeitsblätter G260, G262 sowie die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV). Auch für einen leitungsgebundenen Transport von Biogas müssen zuvor verschiedene Reinigungsschritte (Entschwefelung, Trocknung etc.) ausgeführt werden.

Derzeit wird in größeren Anlagen (>1.000 m<sup>3</sup>/h Rohbiogas) auf mehr oder weniger erprobte Verfahren zurückgegriffen, vor allem auf die Druckwechseladsorption (DWA), die Druckwasserwäsche (DWW) und die Aminwäsche. Diese Verfahren sind gut entwickelt und werden derzeit in einigen Anlagen demonstriert. Sie haben aber den Nachteil, dass hohe spezifische Investitionen notwendig sind und zum Teil erhebliche Betriebskosten aufgrund verfahrensbedingter Gegebenheiten anfallen. Die genannten Verfahren sind nur für große Anlagen (>1MW<sub>el</sub>) wirtschaftlich. Durch die Entwicklung hochselektiver, zur CO<sub>2</sub> – Abtrennung geeigneter Membranen, eingesetzt als Vorreinigungsstufe, eröffnet sich die Möglichkeit, den derzeit als Stand der Technik etablierten einstufigen Prozess (DWW oder DWA) technisch so zu verbessern, dass auch für kleinere Rohbiogasmengen eine Aufbereitung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten möglich wird.

## 2. Hintergrund und Motivation

Biogasanlagen aller Leistungsbereiche wurden in der Vergangenheit derartig ausgelegt, dass bei der Verwertung des Biogases die Stromproduktion im Vordergrund stand. Dabei wurde und wird das Biogas standardmäßig mittels eines oder mehreren Blockheizkraftwerken umgesetzt. Die produzierte Wärme wird teilweise zur Beheizung der Fermenter und zur Beheizung der Gebäude des Anlagenbetreibers genutzt. Die restliche Wärmeenergie wurde mittels Rückkühlwerk ungenutzt an die Umgebung abgegeben. Mit steigenden Substratpreisen wurde die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zunehmend geringer und für einige Betreiber schließlich unwirtschaftlich. Dies betraf vor

alle kleineren Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von  $< 100 \text{ kW}$  bzw. einer Gasleistung  $< 350 \text{ kW}$  bzw.  $< 70 \text{ m}^3/\text{h}$ . Dies zeigt auch der Trend, dass bis 2008 hauptsächlich Anlagen im Bereich  $> 400 \text{ kW}_{\text{el}}$  gebaut wurden. Die Novellierung des EEG hat diesen Trend ab dem Jahr 2009 zumindest teilweise umgekehrt. Abbildung 1 zeigt eine repräsentative Auswahl bezüglich der neu installierten Biogasanlagen (1.340 Anlagen bzw.  $\sim 25 \%$ ) in Deutschland, geordnet nach dem Jahr der Inbetriebnahme und der Größenklasse in  $\text{kW}_{\text{el}}$ .

**Größenklassen der Referenzanlagen  
(1340)**

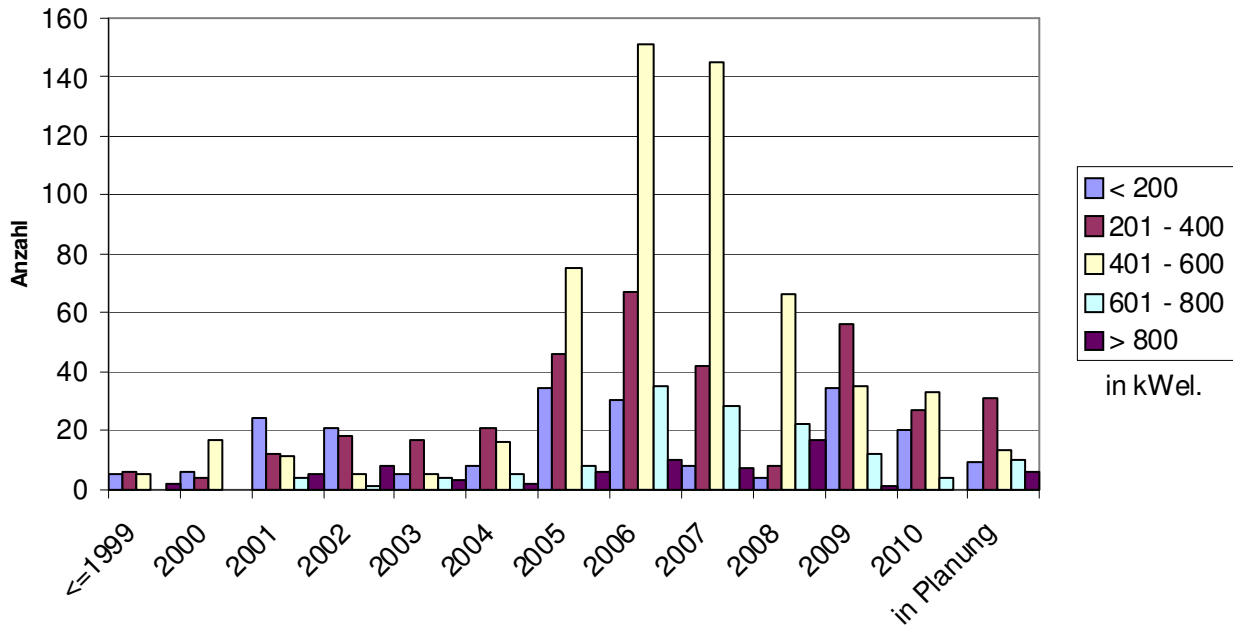


Abbildung 1: Größenklassen (in  $\text{kW}_{\text{el}}$ ) neu installierter Biogasanlagen in DE

### 3. Verfahrensbeschreibung

Gegenstand des derzeit in der Erprobung befindlichen Verfahrens ist die Zusammenschaltung zweier Prozessstufen (Einzelverfahren) zu einem Kombinationsverfahren zur Aufbereitung kleinerer Rohbiogasmengen (bis  $\sim 100 \text{ m}^3/\text{h}$ ). Unter Verwendung von möglichst einfachen, für kleinere Anlagen geeigneten Bauteilen soll eine möglichst kompakte, sichere und kostengünstige Aufbereitungsanlage entwickelt werden. Ziel ist es, die derzeitigen Investitionskosten (incl. Nebenkosten) für Biogasaufbereitungsanlagen von durchschnittlich  $\sim 2.000 \text{ €/Nm}^3$  für eine Anlagengröße von  $\sim 1.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$  drastisch zu reduzieren und die Betriebskosten auf einem so niedrigen Level zu halten, dass auch unter Berücksichtigung der notwendigen Investitionen für die Einspeiseanlage ein wirtschaftlicher Betrieb möglich wird. Neben der Einspeisung des aufbereiteten Gases in das Erdgasnetz ist es zusätzlich möglich, das Gas direkt vor Ort als Treibstoff für landwirtschaftliche Fahrzeuge zu nutzen. Entsprechende Verdichtertechnologie ist am Markt kommerziell verfügbar. Ein Verfahrensgrundfließbild ist in folgender Abbildung 2 dargestellt.

Erreicht werden soll dieses Ziel durch ein mehrstufiges Verfahren. In einer Vorreinigungsstufe wird mittels Membrantechnik selektiv  $\text{CO}_2$  aus dem Biogasstrom abgetrennt. In einer nachgeschalteten Druckwasserwäsche (DWW) wird der Produktgasstrom dann auf Erdgasqualität gebracht. Für die DWW soll ein spezieller Strahlwäscher mit integrierter Energierückgewinnung verwendet werden. Die Rückgewinnung der Verdichtungsenergie soll dabei unter Verwendung modifizierter Standardbauteile erreicht werden. In der Rekuperationseinheit erfolgt die Energierückgewinnung bei der Expansion der gasbeladenen Waschflüssigkeit entweder durch konventionelle angepasste Turbinentypen oder durch modifizierte Chemienormpumpen im Turbinenbetrieb. Die sowohl in der Membraneinheit als auch der DWW-Einheit entstehenden Schlupfmengen an Methan sollen mittels eines Verfahrens zur Verbrennung von Schwachgasen zur Beheizung des Fermenters verwendet werden, wobei die Schlupfmenge an Methan und damit korrespondierend der Energiegehalt so geregelt werden kann, dass gerade die notwendige Energiemenge zur Beheizung des Fermenters zur Verfügung gestellt wird.

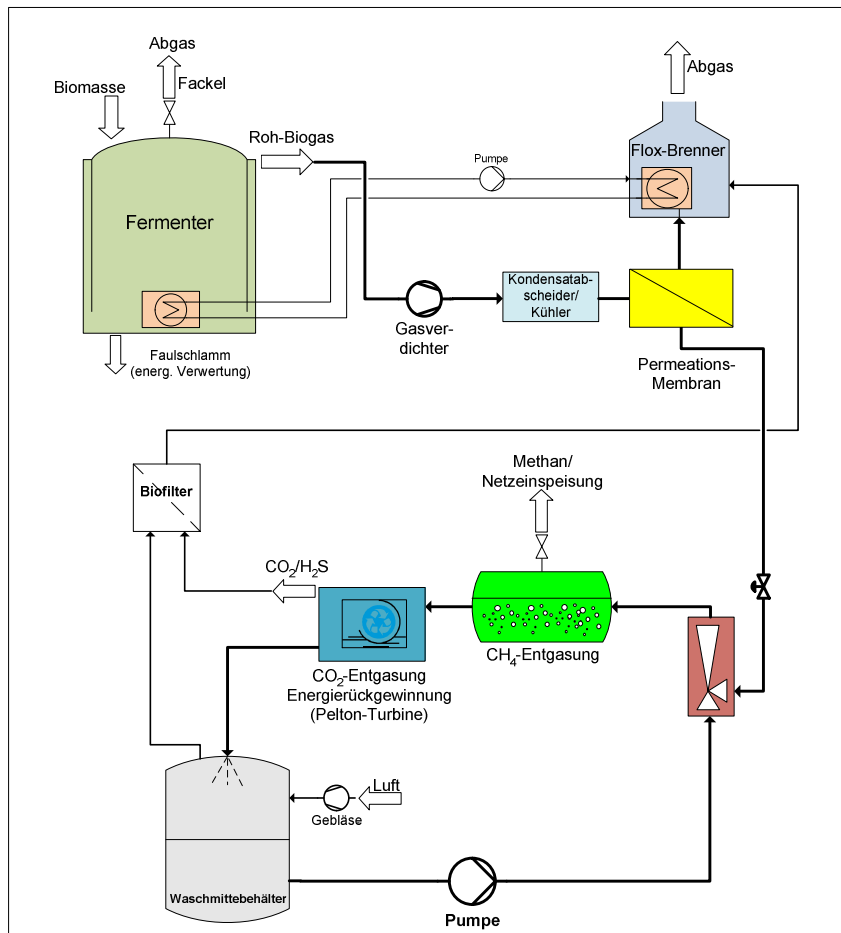


Abbildung 2: Verfahrensgrundfließbild einer zweistufigen Biogasaufbereitungsanlage

Im Vordergrund der derzeitigen Arbeiten stehen die Optimierung der einzelnen Prozessstufen sowie die verfahrenstechnische Optimierung des Gesamtverfahrens. Die Besonderheit des Verfahrens ist, dass die Aufbereitung mehrstufig erfolgt, was eine verminderte Baugröße des nachgeschalteten Wäschers zur Folge hat. Als Wäscher kann damit der für kleinere Volumenströme besonders geeignete Strahlwäschartyp verwendet werden. Diese Technik wird derzeit im Bereich Biogas-

aufbereitung noch nicht eingesetzt. Durch Einsatz eines Strahlwäschers erspart man sich den, bei der konventionellen Gaswäsche erforderlichen, explosionsgeschützten Gasverdichter, und die damit verbundenen hohen Investitionen. Durch eine kostengünstige Rekuperationseinheit sollen die Betriebskosten des Wäschers auf einem niedrigen Niveau gehalten werden und somit einen Beitrag zur „Wirtschaftlichkeit“ von kleinen Biogasanlagen leisten. Ein weiterer Vorteil wird in der Umweltentlastung durch eine Reduzierung des internen Energieverbrauchs gesehen. Die DWW kann wesentlich kleiner gebaut werden und verbraucht größtenbedingt weniger Energie als einstufige Verfahren. Durch den Einsatz eines optimierten Schwachgasbrenners zur Fermenterbeheizung können die entstehenden Abgasströme genutzt und damit der übliche Methanschlupf zuverlässig vermieden werden.

#### 4. Technikumsanlage

Derzeit (Stand September 2010) wird an einer bestehenden Biogasanlage eine Demoanlage im Technikumsmaßstab installiert. Die Anlage sowie die Steuerungs- und Regelkomponenten wurden zuvor im Labor getestet. Im vierten Quartal 2010 soll die Anlage in Betrieb genommen werden. Die Abbildungen 3 und 4 zeigen den Anlagenstandort „Sonnenhof“ sowie die Wäschereinheit.

www.Geoportal-Saar.de präsentiert mit **POLYGIS® - Globe**  
Informationen zu POLYGIS-Globe und POLYGIS erhalten Sie unter [www.swb.de](http://www.swb.de).

1:999



[www.geoportal-saar.de](http://www.geoportal-saar.de)  
Copyright CAIGOS GmbH / Kinkel



Abbildung 3: Luftaufnahme Anlagenstandort „Sonnenhof“



Abbildung 4: Technikumsanlage im Container am Standort „Sonnenhof“

## 5. Danksagung

Die Autoren danken der Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen "Otto von Guericke" e.V. (AiF) für die finanzielle Unterstützung des Vorhabens.



# Immer besser und günstiger: Innovationsentwicklung der Erneuerbaren Energien

von Bernward Janzing

## Zusammenfassung

In diesem Beitrag werden die Fortschritte in den verschiedenen Segmenten der erneuerbaren Energien nacheinander dargestellt, wobei sich der Überblick auf jene Energieformen beschränkt, die seit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Strombereich und des Marktanzreizprogramms (MAP) für Erneuerbare Wärme einen breiten Markt erobert haben. Bewusst außen vor gelassen wurde die tiefe Geothermie, die erst in Einzelprojekten genutzt wird, und damit noch keine auf breiter Basis abgesicherten Fortschritte vorweisen kann. Zudem wird die Wasserkraft nicht behandelt, die aufgrund ihrer Verbreitung seit über 100 Jahren längst eine technische Reife erlangt hat, die nunmehr relativ wenig Spielraum für Verbesserungen bietet.

Anfang des Jahres 1991 wurde die Forschungsförderung der erneuerbaren Energien erstmals durch ein wirkungsvolles Instrument der Markteinführung ergänzt: Das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) verpflichtete fortan die Gebietsmonopolisten im damals noch nicht liberalisierten Strommarkt, die erzeugten Kilowattstunden von Wasserkraftwerken, sowie von Windkraft-, Solar- und Biogasanlagen ins Netz aufzunehmen und nach einem definierten Schlüssel zu vergüten.

Im April 2000 wurde das StrEG schließlich durch das noch wirksamere Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ersetzt, dessen Ziel es war, durch kostendeckende Vergütung allen Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Entsprechend der Vielfalt der Energiequellen wurden die Vergütungssätze individuell gestaffelt, um einerseits einen rentablen Betrieb der Erzeugungsanlagen zu ermöglichen, andererseits eine Überförderung zu vermeiden.

Obwohl mit dem StrEG und dem EEG keine explizite Forschungsförderung verbunden war, so hatten sie dennoch erhebliche Innovationen in den betreffenden Branchen zur Folge. Denn die Technologien wurden durch die langfristig garantierten Vergütungen aus den Nischenmärkten heraus geholt – es wurden jeweils Massenmärkte geschaffen. Diese langfristigen Perspektiven ermöglichten den Unternehmen den Aufbau eigener Forschungs- und Entwicklungsabteilungen. Vor allem durch die im EEG definierten jährlichen Absenkungen der Einspeisevergütungen und durch den Wettbewerb unter den Anlagenbauern wurde die Industrie ermuntert, durch eigene Entwicklungsleistungen ihre Produkte zu verbessern – was sie im Rückblick auch auf beeindruckende Weise taten. So konnten technologische Entwicklungen vorangebracht werden, die durch die Forschungsförderung alleine kaum möglich gewesen wären.

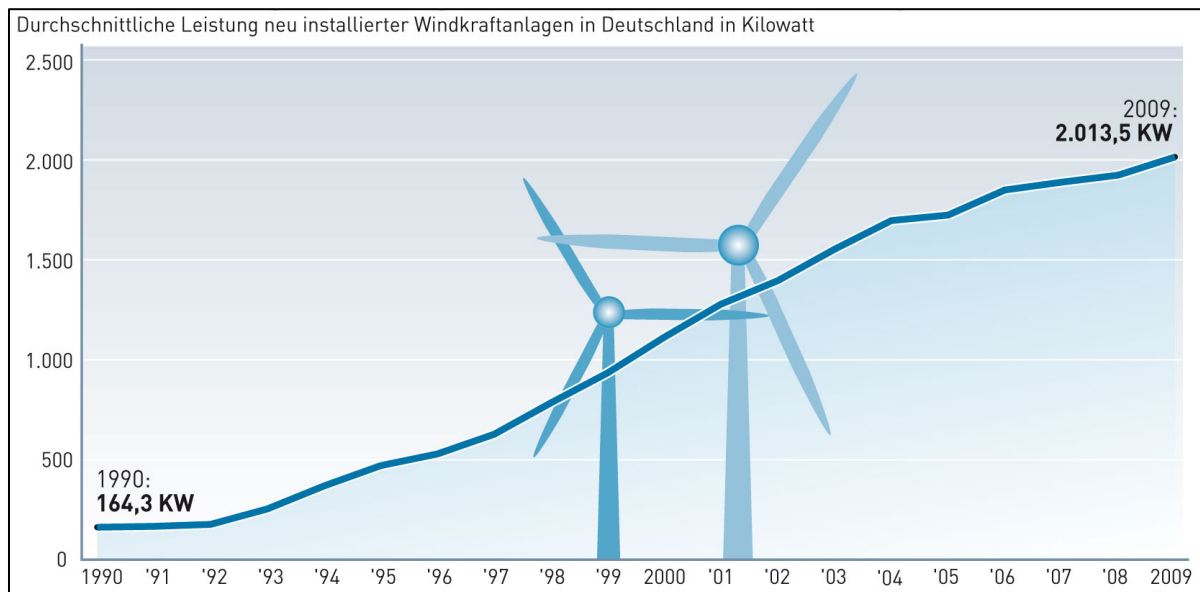
Das zeigte sich sehr deutlich am Beispiel der Windkraft: Nachdem in den achtziger Jahren die Großwindkraftanlage Growian mit 3 Megawatt Leistung an technischen Problemen gescheitert war, begann mit dem StrEG und später dem EEG eine harmonische Entwicklung, die noch größere Maschinen zur Serienreife brachte. Heute sind Anlagen der Growian-Klasse längst etablierte Technik.

## Windkraft

Der am besten sichtbare Fortschritt der Windkraft ist die stetige Zunahme der Anlagengröße:

Angefangen mit Anlagen der 100-Kilowatt-Klasse um das Jahr 1990 entwickelte sich die Technik stetig fort. So leisteten neu installierte Turbinen in Deutschland Mitte der neunziger Jahre rund 500 Kilowatt, im Jahr 2000 waren es bereits gut 1100 Kilowatt, und im Jahr 2009 lag die durchschnittliche Leistung von Neuanlagen sogar erstmals knapp über 2 Megawatt. Inzwischen sind Serienanlagen mit 5 Megawatt Leistung etabliert.

### Verzweifachung der Anlagenleistung in der Windenergie seit 1990



Aber es wurden nicht nur die Rotoren größer und die Türme höher, auch die Erträge nahmen durch verbesserte Technik zu, wie sich am Beispiel der Firma Enercon zeigt:

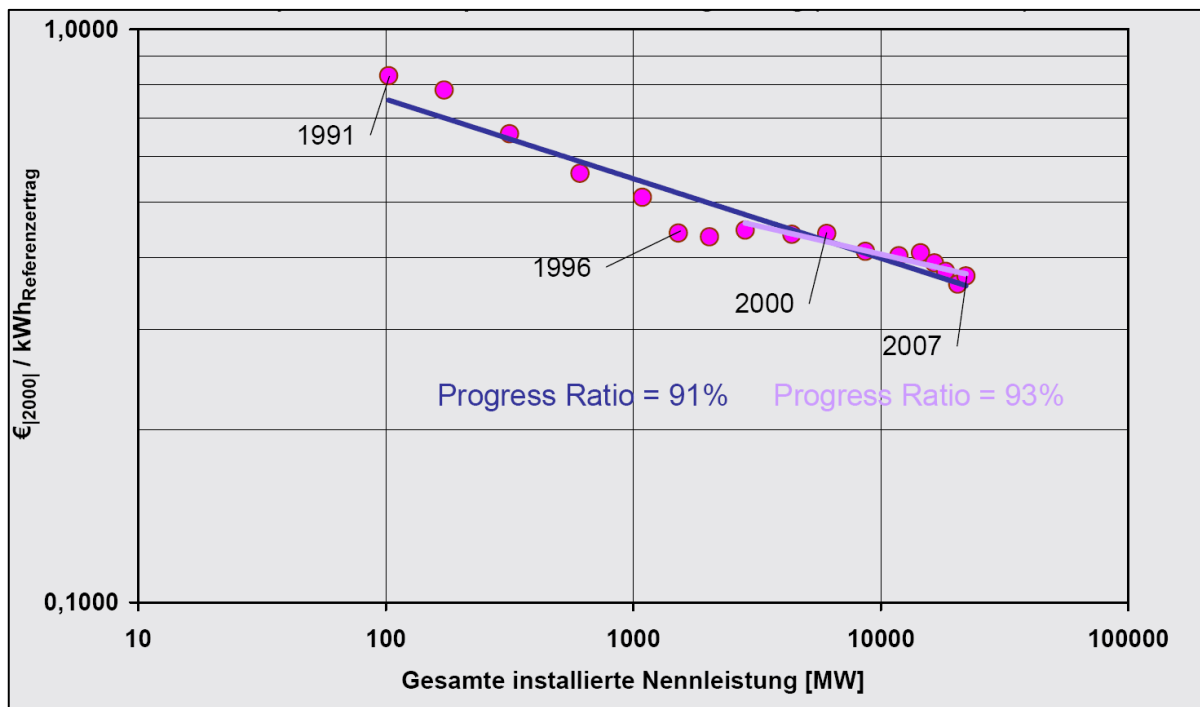
Anlagentyp	Rotordurchmesser in m	Nennleistung in kW	Nabenhöhe in m	Jahresenergieertrag* pro Rotorkreisfläche in kWh/a*m <sup>2</sup>
Enercon E-66	66,0	1.500	67	886
Enercon E-66/18.70-2	70,4	1.800	65	907
Enercon E-66/18.70-3	70,4	1.800	65	948
Enercon E-70 E4	71,0	2.000	64	1.069
Enercon E-70 E4	71,0	2.300	64	1.101

\*) Jahresenergieertrag auf Basis des EEG-Referenzertrags

Quelle: www.wind-fgw.de

Zugleich sank der Preis pro erzeugter Kilowattstunde seit 1990 um mehr als die Hälfte, wie die folgende Grafik zeigt:

## Lernkurve Windenergie, WEA-Preis pro kWh Jahresenergieertrag (Referenzstandort)



Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) Windenergiereport Deutschland 2008

Die gestiegenen Erträge und gesunkenen Preise hängen mit einer Vielzahl von Verbesserungen zusammen, die erst durch den zigtausendfachen Einsatz der Anlagen in der Praxis möglich wurden:

Ein wichtiger Punkt ist die Höhe der Anlagen. Nabenhöhen von bis zu 160 Meter sorgen heute dafür, dass die Rotoren in Luftschichten mit stabileren Windverhältnissen vordringen. Denn nicht nur die Windgeschwindigkeit nimmt mit der Höhe zu, auch die Turbulenzen werden geringer. Zudem wurden durch die Entwicklung spezieller Schwachwindanlagen, die sich durch eine große Rotorfläche im Vergleich zum Generator auszeichnen, auch an mittelmäßigen Binnenlandstandorten die Erträge gesteigert.

Auch das Design der Anlagen wurde in den vergangenen Jahren erheblich verbessert. Neue Flügelprofile erhöhen heute die Ausbeute und senken die Strömungsgeräusche. Dass die Vermeidung von Strömungsgeräuschen und die Ertragssteigerung Hand in Hand gehen, liegt nahe: Luftgeräusche sind immer die Folge von verlustbringenden Turbulenzen. Enercon zum Beispiel hat die Spitzen der Flügel abgewinkelt, wodurch die Rotorblätter weniger anfällig für Turbulenzen werden. Damit wird eine gleichmäßigere Umströmung auf der ganzen Länge des Blattprofils sichergestellt, was zu Mehrerträgen von bis zu zwölf Prozent führt.<sup>1</sup> Dieser Mehrertrag spiegelt sich auch im  $c_p$ -Wert der Anlagen wider, der sich immer weiter verbessert. Der Leistungsbeiwert  $c_p$  ist das Verhältnis zwischen der Primärenergie (der Wind, der durch die Rotorfläche hindurchweht) und der produzierten Endenergie (die Elektrizität). Er gibt also an, wie effizient eine Windkraftanlage ist. Der theoretisch mögliche Höchstwert liegt bei 0,59. Moderne Anlagen erreichen heute einen Wert um 0,5. Vor drei Jahren lagen die meisten Anlagen am Markt noch bei 0,43 bis 0,47.<sup>2 3</sup>

<sup>1</sup>Quelle: Enercon: [http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/veranstaltungen/Windenergie\\_in\\_Deutschland/Entwicklung%20der%20Windenergietechnik.pdf](http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/veranstaltungen/Windenergie_in_Deutschland/Entwicklung%20der%20Windenergietechnik.pdf)

<sup>2</sup>Quelle: <http://www.handelsblatt.com/technologie/forschung/grosser-geht-nicht-effizienter-schon;1351780>

<sup>3</sup>Quelle: <http://www.wind-energie.de/de/technik/physik-der-windenergie/leistungsbeiwert/>

Zugleich sind die Maschinen heute drehzahlvariabel konzipiert. Die Anbindung an das Stromnetz erfolgt damit über einen Frequenzumrichter, womit die Anlagen über keine fixe Drehzahl mehr verfügen müssen, die sich an der Netzfrequenz bemisst. In der Folge können sich die Windräder schon bei geringen Windgeschwindigkeiten drehen und durch kurzfristige Beschleunigung Böen besser ausnutzen.

Solche Optimierungsprozesse am Gesamtsystem wurden zum Teil nur möglich, weil die Hersteller der Anlagen – anders als in den Anfängen – heute die wesentlichen Komponenten selbst fertigen. Sie sind daher besser aufeinander abgestimmt, was die Erträge und die Haltbarkeit erhöht.

Auch die Datenkommunikation verbessert die Stromausbeute. Durch Fernüberwachung sinken die Ausfallzeiten, und es steigen die Erträge. Die Schalldiagnose ist in den Anlagen als Instrument der Betriebsüberwachung heute etabliert. Und der Blitzschutz der Anlagen wurde verbessert – etwa durch integrierte Blitzableiter in den Flügeln.

### **Neue Generatorkonzepte verbessern die Effizienz**

Ein wichtiger Anteil an den Verbesserungen basiert auf der Generatorentwicklung. Ein Beispiel ist der Ringgenerator: Er braucht kein Getriebe, weil der Rotor direkt mit dem Läufer des Generators gekoppelt ist. Die Maschinen werden dadurch nicht nur effizienter, sondern auch leiser und verschleißärmer.

Auch der Einsatz permanenterregter Generatoren ist ein Fortschritt. Denn diese können bei Volllast auf einen Wirkungsgrad von 98 Prozent kommen und liegen damit leicht über den klassischen Synchronmaschinen, die 97 Prozent erreichen. Zudem können Generatoren mit Permanentmagneten um 30 bis 40 Prozent leichter konstruiert werden als vergleichbare Maschinen herkömmlicher Bauart, und sie können auch um ein Viertel kleiner dimensioniert sein.<sup>4</sup>

Seinen größten Vorteil gegenüber dem klassischen Generator weist die Permanentmagnet-Technik bei Teillast auf. Voraussetzungen für den Bau solcher Hochleistungsmagneten waren neue Materialien auf Basis seltener Erden wie Neodym, die überhaupt erst in den vergangenen 15 Jahren hergestellt werden konnten. Erst damit ließen sich Permanentmagneten fertigen, die nicht nur eine ausreichend hohe Energiedichte mitbringen, sondern auch noch ausreichend stabil sind gegen Entmagnetisierung.

### **Sonstige Weiterentwicklungen**

Windkraftanlagen übernehmen zunehmend auch Dienstleistungen im Sinne des Stromnetzes, sie tragen zum Beispiel im Falle von Netzfehlern zur Spannungs- und Frequenzhaltung bei. Das ist inzwischen in der Systemdienstleistungsverordnung geregelt. Antrieb war auch hier in vielen Fällen ein Bonus im EEG, der es für die Betreiber attraktiv machte, die Anlagen aufzurüsten. Das wiederum motivierte die Hersteller zu den nötigen technischen Innovationen.

Die Integration des Windstroms ins Netz wurde außerdem durch verbesserte Windprognosen erleichtert. Inzwischen liegt der durchschnittliche Fehler nur noch bei rund vier Prozent in der Vortagesprognose. Dieser sogenannte RMSE-Wert (root mean square error) errechnet sich aus der Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers.<sup>5</sup>

---

<sup>4</sup> Quelle: <http://www.handelsblatt.com/technologie/forschung/groesser-geht-nicht-effizienter-schon;1351780>

<sup>5</sup> Quelle: Auskunft Firma Energy & Meteo Systems, Oldenburg

## Weiterer Bedarf an Forschung und Entwicklung

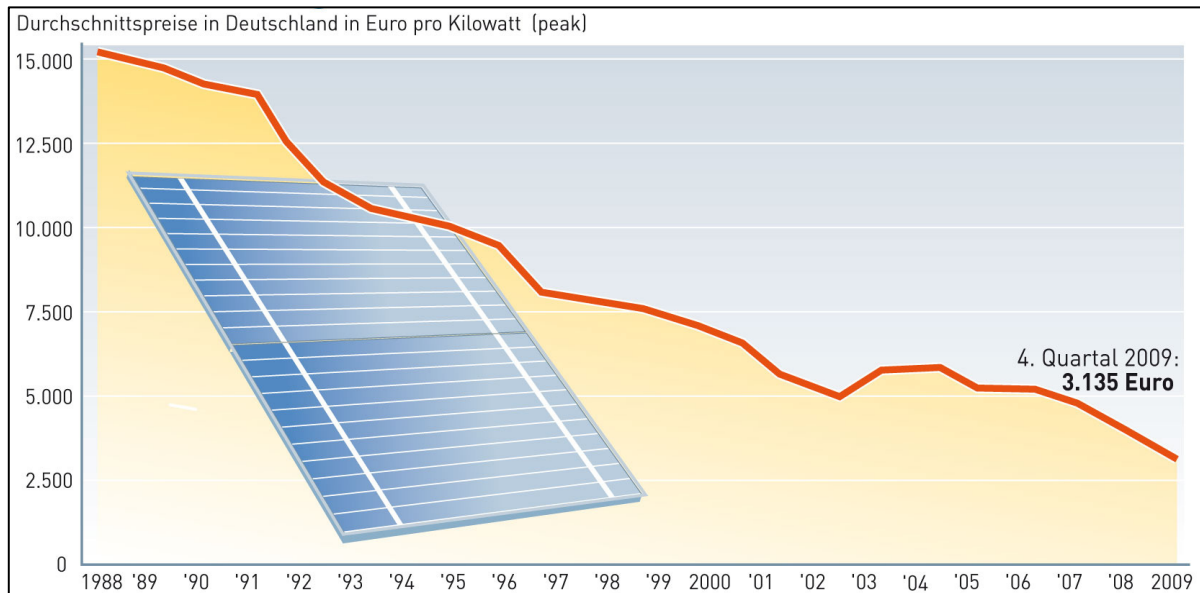
Weitere Erfahrungen sind noch nötig vor allem hinsichtlich der Korrosion bei Offshore-Anlagen und möglicher Schäden durch Sand an Wüstenstandorten. Entwicklungsbedarf besteht heute außerdem noch bei Kleinwindkraftanlagen, die bisher im EEG nicht berücksichtigt werden und daher auch im Markt kaum vertreten sind.

## Photovoltaik

Einer der entscheidenden Fortschritte der Photovoltaik ist der kontinuierliche Preisrückgang, der fast stetig entlang der Lernkurve der Wirtschaftstheorie erfolgte.

So brachte jede Verdopplung der weltweit produzierten Menge einen Preisrückgang von 15 bis 20 Prozent. Im Jahr 1990 kostete das Kilowatt noch rund 14.000 Euro (Systemkosten), im Jahr 2000 lag der Preis nur noch bei 7000 Euro, und für das letzte Quartal 2009 gibt die Branche nun einen Durchschnittspreis von 3135 Euro an.

### Kostenentwicklung der Photovoltaik



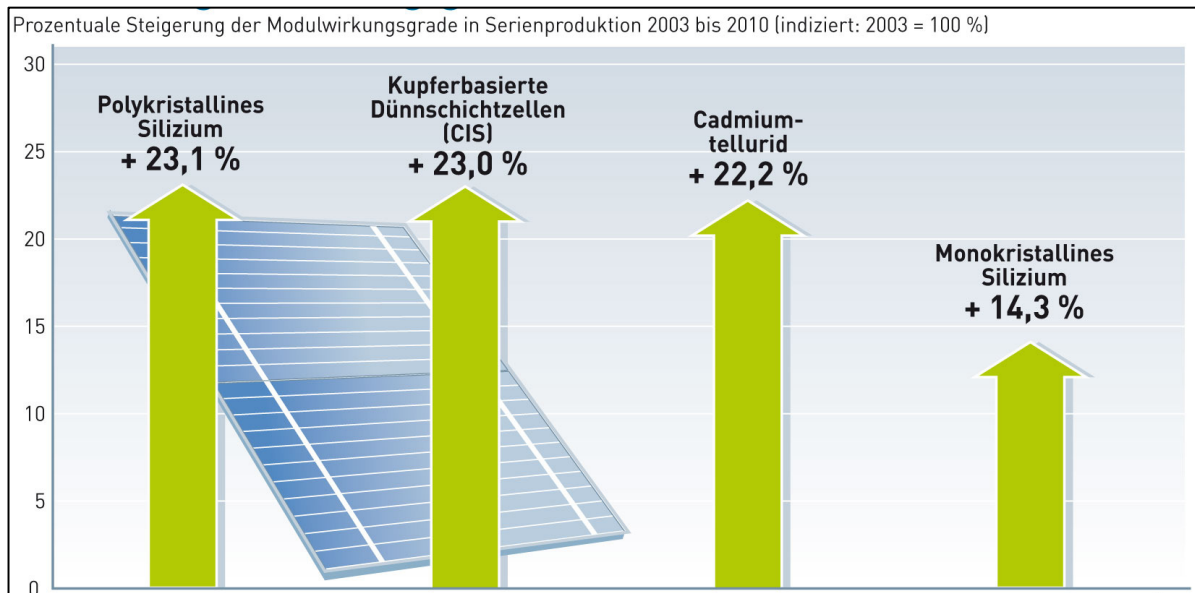
Quellen: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, Bundesverband Solarwirtschaft

Die Preisrückgänge wurden erzielt durch eine Vielzahl von Faktoren. Ein wichtiger Aspekt ist die Materialersparnis: Heute werden für kristalline Siliziumzellen üblicherweise Wafer von rund 200 Mikrometer Dicke genutzt. Vor fünf Jahren noch waren in der Branche 300 Mikrometer üblich. Weitere enorme Materialeinsparungen sind technisch möglich, Forscher haben schon mit 40-Mikrometer-Wafern experimentiert. Doch bislang müssen sie diese herstellen, indem sie dickere Wafer entsprechend schleifen, was weder ökonomisch noch technisch eine praktikable Lösung für eine Massenfertigung ist. Wenn sich dünnere Wafer industriell problemlos fertigen und verarbeiten lassen, sind auch Dicken unter 100 Mikrometer möglich.

Entscheidend für die Preisrückgänge war ferner der Ausbau größerer Produktionslinien. Anlagen zur Herstellung von Siliziumzellen werden heute von den Anlagenbauern schlüsselfertig angeboten, sind also keine Einzelfertigung mehr. So ließen sich Skaleneffekte in erheblichem Umfang erzielen.

Außerdem kam den Kosten zugute, dass die Wirkungsgrade der Module durch bessere Zellen gesteigert wurden, was die benötigte Fläche pro Kilowatt reduzierte und damit wiederum den Preis. Denn viele Kostenkomponenten sind flächenproportional. Anfang der achtziger Jahre lagen die Module noch bei rund acht Prozent Wirkungsgrad. Im Jahr 2003 erreichten die klassischen Silizium-Module eine Stromausbeute von 13 Prozent, heute kommen die durchschnittlichen Module am Markt auf 16 Prozent und Spitzenprodukte bis auf fast 20 Prozent. Ausschlaggebend für die Wirkungsgradsteigerungen sind immer bessere Dotierungs-, Beschichtungs- und Kontaktierungsverfahren.

## Entwicklung der Wirkungsgrade von Solarzellen



Quelle: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie

Auch der Energieverbrauch bei der Herstellung sinkt immer weiter. Heute liegt die energetische Amortisationszeit einer Solaranlage inklusive aller Systemkomponenten wie Wechselrichter bei Einsatz kristalliner Siliziummodule unter deutschen Einstrahlungsbedingungen etwa bei 3,5 Jahren. Anlagen mit Dünnschichtmodulen liegen noch weitaus darunter.<sup>6</sup>

### Weitere erzielte Verbesserungen

Auch die Lebensdauer der Module wurde verbessert: Bis in die frühen neunziger Jahre hinein gab es noch Module am Markt, die deutliche Leistungseinbußen bis hin zum Totalausfall nach einigen Jahren zeigten. Eindringende Feuchte war das Hauptproblem. Doch die Branche hat seither viel gelernt. Die Qualität wird heute durch harte Tests gesichert, denen die Hersteller ihre Produkte unterziehen. Es sind Verfahren zur beschleunigten Alterung. Beim "Damp-Heat-Test" zum Beispiel werden die Module über einen Zeitraum von 1000 Stunden (also rund sechs Wochen) einer Umgebung von 85 Grad Celsius und 85 Prozent Luftfeuchtigkeit ausgesetzt. Ein weiterer Test ist der Stresstest, der Temperaturschwankungen zwischen 85 Grad und minus 40 Grad umfasst. Diese Testverfahren sind bereits in einer Norm festgeschrieben. So zeigen Feldtests auch in der Praxis, dass die Anlagen, die nach der Jahrtausendwende installiert wurden, in der Regel höhere Jahreserträge pro installiertem Kilowatt bringen, als die Anlagen aus der Frühzeit der Photovoltaik.

<sup>6</sup> Quelle: Auskunfts Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (FEE)

## **Ertragsgewinn und Kostensenkung der Photovoltaik hängen nicht alleine an den Modulen, sondern auch am Wechselrichter**

Auch die Konverter haben einen deutlichen Preisrückgang erlebt: Von 1990 bis 2004 hat sich der Preis der Geräte pro Watt halbiert, was fünf Prozent Preisrückgang im Jahr ausmacht. Bis heute ist der spezifische Preis gemessen an 1990 sogar um mehr als 75 Prozent gefallen.<sup>7</sup> Zugleich stieg der Wirkungsgrad: Die Ausbeute netzgekoppelter Wechselrichter ist seit 1990 von rund 90 Prozent bis heute auf Spitzenwerte von fast 99 Prozent angestiegen.

Und auch die Lebensdauer – in der Anfangszeit waren Ausfälle der Wechselrichter die häufigste Fehlerquelle – wurde stetig verbessert: Inzwischen sind Wechselrichter so konzipiert, dass sie mindestens zwei Jahrzehnte überstehen sollten. Der so genannte MTBF-Wert, was für Mean Time Between Failures steht, für die mittlere Betriebsdauer zwischen zwei Ausfällen, liegt inzwischen bei 100.000 Stunden.

## **Photovoltaikanlagen erbringen auch Netzdienstleistungen**

Auch Photovoltaikanlagen sind heute nicht mehr nur Einspeiser, die ungerührt von der Situation im Netz ihre Energie liefern. Sie dienen auch zunehmend der Spannungsstabilisierung: Anlagen, die Solarstrom ins Mittelspannungsnetz einspeisen, müssen sich nach der novellierten Mittelspannungsrichtlinie "während der Netzeinspeisung an der Spannungshaltung beteiligen können"; das wird dann "statische Spannungshaltung" genannt. Ziel ist es, im normalen Betriebsfall "die langsamen Spannungsänderungen im Verteilungsnetz in verträglichen Grenzen" zu halten.

Photovoltaikanlagen können auch helfen, Zusammenbrüche des Netzes zu verhindern: Unter dem Stichwort "dynamische Netzstützung" sollen die Anlagen zudem bei Spannungseinbrüchen im Hoch- und Höchstspannungsnetz einem Netzzusammenbruch entgegen wirken. Früher konnten Spannungseinbrüche dazu führen, dass die Solaranlagen kaskadenartig abschalteten und damit den Spannungseinbruch noch verstärkten.

Und schließlich können die Anlagen auch Blindleistung liefern. Als nächster Schritt ist nun auch eine Novelle der Niederspannungsrichtlinie in Arbeit. Es ist davon auszugehen, dass damit alle neuen Solaranlagen, die ins Niederspannungsnetz speisen, an der Spannungshaltung beteiligt werden. Sie werden nach Bedarf auch kapazitive oder induktive Blindleistung bereitstellen müssen.

## **Weiterer Bedarf an Forschung und Entwicklung**

Sowohl bei der Erhöhung der Wirkungsgrade durch neue Verfahren und neue Halbleiter, als auch bei der Senkung der Produktionskosten sind weitere Anstrengungen erforderlich. Die zunehmenden Aufgaben zugunsten des Stromnetzes erfordern einige Anpassungen an der Hard- und Software der Wechselrichter.

## **Solarthermie**

Solarkollektoren und die zugehörigen Systemkomponenten sind in den letzten Jahren und Jahrzehnten immer günstiger geworden. Gemessen an der Wärmeleistung liegt der nominale Preis einer solarthermischen Anlage heute bei 45 Prozent dessen, was man zwanzig Jahre zuvor bezahlen

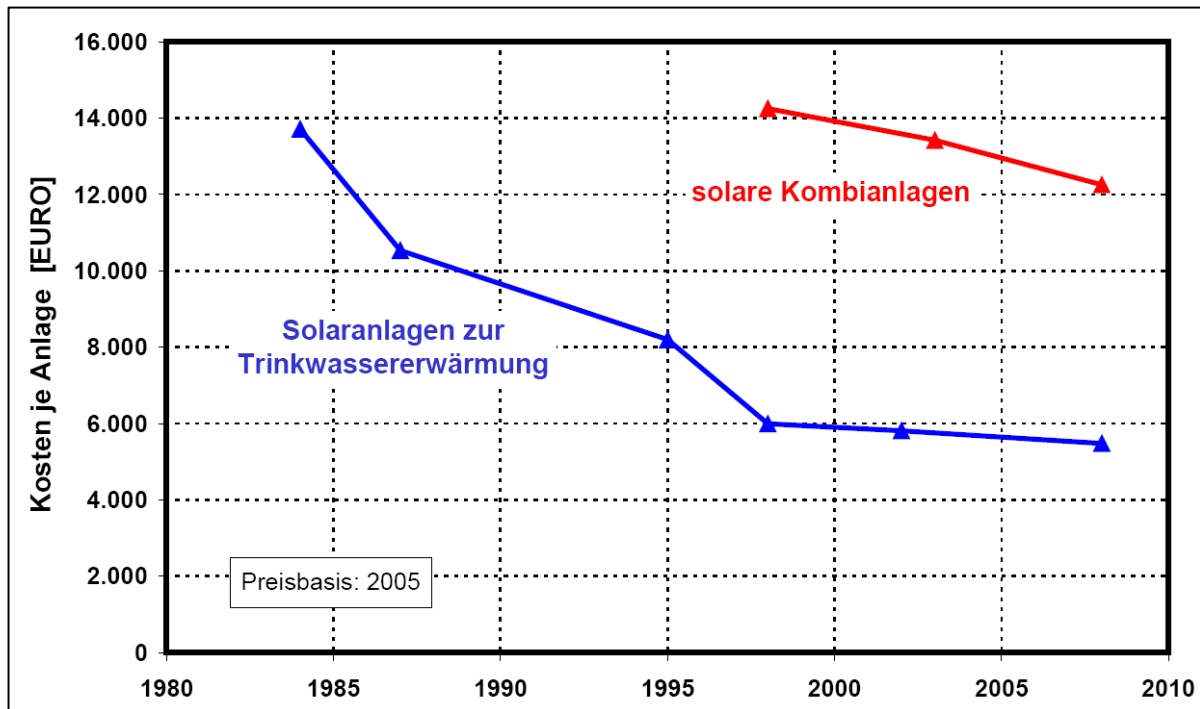
---

<sup>7</sup> Quelle: Auskunft Firma SMA

musste. Es gibt mehrere Gründe für die Kostensenkung: Die Kupferbleche werden dünner gemacht, es werden mitunter alternative Metalle (etwa Aluminium an Stelle von Kupfer) eingesetzt und man nutzt heute neue Schweißverfahren, häufig mit Laser.<sup>8</sup>

## Entwicklung der durchschnittlichen Kosten für thermische Solaranlagen in Deutschland

inkl. MwSt. und Installation



Quelle: Veröffentlichungen der Stiftung Warentest

Die Erträge von Flachkollektoren wurden gleichzeitig verbessert. Branchenkenner gehen von einer Ertragserhöhung von etwa 0,5 Prozent pro Jahr aus.<sup>9</sup> Dies geschieht einerseits durch bessere Isolation und Doppelverglasung, sowie durch verbesserte Gläser (Kalknatrongläser statt Borosilikat). Zudem wurden die selektiven Beschichtungen der Absorberbleche verbessert, die eine möglichst hohe Absorption erreichen müssen. Auch die Antireflexschichten auf den Scheiben spielen eine wichtige Rolle. Sie sind zwar grundsätzlich aus der Fertigung optischer Gläser bekannt, doch die Solarthermie stellt zusätzliche Anforderungen: Die Beschichtungen müssen großflächig im industriellen Maßstab zu fertigen sein, sie müssen preisgünstig sein, und sie müssen den Umweltbedingungen über Jahrzehnte standhalten. Die Ausbeute von Röhrenkollektoren wurde zudem gesteigert durch dahinter liegende schwache Konzentratoren. Nicht zuletzt dadurch konnten die Preise der Kollektoranlagen stetig gesenkt werden.

### Weiterer Bedarf an Forschung und Entwicklung

Der Umgang mit Stagnation ist noch eine Herausforderung: In sonnigen Zeiten, wenn keine Wärme abgenommen wird, können die Kollektoren durch Überhitzung beschädigt werden. Besonders bei Großanlagen kann das Probleme bereiten. Eine Möglichkeit sind schaltbare Verglasungen, deren Transparenz bei Gefahr von Überhitzung reduziert werden kann.

<sup>8</sup> Auskunft Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (FEE)

<sup>9</sup> Auskunft Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen (TZS), Universität Stuttgart



Auch am verstärkten Einsatz von Kunststoffen in Kollektoren wird noch geforscht. Sowohl preislich könnten Kunststoffe nämlich attraktiv sein, zudem ließe sich damit bei einer stark zunehmenden Nachfrage nach Solarkollektoren ein möglicher Engpass bei metallischen Ressourcen vermeiden. Die Herausforderung besteht darin, Stoffe zu finden, die sowohl hohen Temperaturen als auch hohem Druck standhalten. In der Theorie denkt man zudem über Absorberschichten nach, die bei Überschreiten einer bestimmten Temperatur ihr Absorptionsverhalten ändern und die eingestrahlte Energie verstärkt wieder abstrahlen.

Neben den Kollektoren verdienen auch die Wärmespeicher große Aufmerksamkeit. Neben Wassertanks, die etwa durch Vakuum-Dämmung immer effizienter werden, kommen auch Speicher mit Phasenwechselmaterialien (Latentwärmespeicher) und vor allem thermochemische Speicher in Betracht. Vor allem die thermochemischen Speicher, bei denen zwei Substanzen beim Befüllen getrennt werden (endotherme Reaktion) um sie bei Wärmebedarf wieder zusammen zu bringen (exotherme Reaktion), gelten als große Option für die Zukunft.

Zudem gilt es grundsätzlich Großanlagen zur Nutzung von Prozesswärme aus der Nische zu holen. Dies muss unter anderem durch Standardisierung der Technik geschehen.

## **Biogas**

Die Methanausbeute wurde durch verbesserte Einbringung des Substrates und Prozessüberwachung erhöht. Zudem ermöglichen neue Gärverfahren eine optimale Anpassung der Vergärung an das jeweilige Substrat. Ein Beispiel ist die Feststoffvergärung (auch Trockenfermentation genannt).

Zugleich wurde die Technik der Blockheizkraftwerke fortentwickelt, was zu höheren Wirkungsgraden führte: Otto-Gasmotoren, die 1994 noch einen Vollast-Wirkungsgrad von rund 34 Prozent hatten, kommen heute auf rund 42 Prozent. In gleichem Stil haben sich auch die Wirkungsgrade bei Teillast erhöht. Dabei beruhen die Fortschritte vor allem auf der Erhöhung des Verdichtungsverhältnisses und der Verkürzung der Brenndauer. Zudem wurde die Ventilsteuerung durch den Miller-Prozess optimiert. Dabei werden die Verschlusszeiten der Ventile variabel gestaltet, wodurch sich neue Spielräume der Leistungs- und Wirkungsgradoptimierung ergeben.<sup>10</sup> Auch die Schadstoffemissionen wurden durch das Magermotorkonzept einerseits und durch die verbesserte Abgasnachbehandlung vermindert. Dabei spielen ausgefeilte Sensorsysteme eine wichtige Rolle.

Ebenso wie die Otto-Gasmotoren erzielen auch die Zündstrahlmotoren heute eine deutlich höhere Ausbeute als noch vor zehn Jahren. Im Jahr 2000 lagen die Wirkungsgrade hier bei 36 bis 38 Prozent, inzwischen ist ein Wirkungsgrad von 47 Prozent möglich, 50 Prozent werden bereits angepeilt. Zugleich konnte der Einsatz von Zündöl in den Motoren reduziert werden: Vor zehn Jahren noch war ein Anteil von 8 bis 10 Prozent für die Stützfeuerung verbreitet. Heute kommen die Anlagen serienmäßig mit zwei bis drei Prozent Zündöl aus, auf dem Prüfstand erzielen sie sogar schon Werte von nur noch 0,5 Prozent.<sup>11</sup>

Große Fortschritte wurden auch erzielt bei der Aufbereitung des Biogases zu Biomethan. Die erste Anlage wurde 2006 gebaut, Ende 2009 waren bundesweit bereits 30 Biogasanlagen am Gasnetz angeschlossen

---

<sup>10</sup> Präsentation: Jenbacher (GE) „Moderne Motorentchnik“, Apr. 2010

<sup>11</sup> Auskunft Firma Schnell, Amtzell

## **Weiterer Bedarf an Forschung und Entwicklung**

Der Gärprozess muss noch weiter entwickelt werden. Bislang wird die Biomasse zumeist in einem Bottich vergoren, künftig soll das Verfahren in zwei bis drei Schritten in verschiedenen Fermentern ablaufen. Auch bei der Verwertung von Bioabfällen besteht noch ein Bedarf zur Optimierung der Prozesse. Die Aufbereitung des Substrates ist oft noch nicht optimal gelöst.

## **Feste Biomasse (Holzkraftwerke und Holzpellettheizungen)**

Bei den großen Biomassekraftwerken hat es die größten Fortschritte bei der Kraftwerkstechnik gegeben. So wurden – angesprochen auch durch den Innovationsbonus im EEG – sogenannte ORC-Anlagen fortentwickelt. Der ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle) ist eine sehr effiziente Alternative zur Dampfturbine. Er bietet sich vor allem bei relativ niedrigen Verbrennungstemperaturen an, die bei kleinen Holzkraftwerken gegeben sind.

Unter den kleinen Anlagen sind vor allem die Pelletsheizungen fortentwickelt worden; hier wurde vor allem die Betriebsführung verbessert: Die Störungsanfälligkeit der Kessel hat damit deutlich abgenommen. Ausschlaggebend dafür sind mechanische Reinigungsmechanismen, etwa an der Brennerschale und den Wärmetauschern. Diese können Verschlackungen beseitigen, die zu Betriebsstörungen führen können.

Parallel wurden die Emissionen durch präzisere Verbrennungssteuerung und Verbrennungsüberwachung verringert. Auch die Optimierung der Rauchgasführung über den Brennraum sorgt für einen besseren Ausbrand der Abgase (sogenannte primäre Emissionsminderung). Auch bei der sekundären Emissionsminderung (Filtersysteme) hat es Fortschritte gegeben. Und schließlich wurde die Leistung modulierbar, was den Einsatzbereich von Pellettheizungen deutlich erweitert hat

## **Weiterer Bedarf an Forschung und Entwicklung**

Zukünftig müssen die Emissionswerte weiter verbessert werden.

## **Fazit**

Die Erneuerbaren Energien haben durch die Markteinführung im Rahmen des EEG und des MAP nicht nur quantitativ eine stürmische Entwicklung erlebt, sondern auch aus technologischer Sicht Fortschritte erzielt, die vor zehn Jahren kaum absehbar waren. Durch eine Fortsetzung des Marktanzweizes in Form langfristig gesicherter Einspeisevergütungen bei der Stromerzeugung und Investitionsbeihilfen im Wärmesektor kann die Entwicklung in den nächsten Jahren fortgeschrieben werden. Neue technologische Durchbrüche und geringere Kosten der Anlagen sind damit auch künftig zu erwarten.

**Agentur für Erneuerbare Energien e. V., Reinhardtstr. 18, 10117 Berlin, Tel.: 030-200535-3, Fax: 030-200535-51**

[kontakt@unendlich-viel-energie.de](mailto:kontakt@unendlich-viel-energie.de) / [www.unendlich-viel-energie.de](http://www.unendlich-viel-energie.de)

Die Agentur für Erneuerbare Energien wird getragen von den Unternehmen und Verbänden der Erneuerbaren Energien-Branche und unterstützt durch die Bundesministerien für Umwelt und für Landwirtschaft. Sie betreibt die bundesweite Informationskampagne "deutschland hat unendlich viel energie", die unter der Schirmherrschaft von Prof. Dr. Klaus Töpfer steht. Ihre Aufgabe ist es, über die Chancen und Vorteile einer nachhaltigen Energieversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien aufzuklären - vom Klimaschutz über eine sichere Energieversorgung bis zu Arbeitsplätzen, wirtschaftlicher Entwicklung und Innovationen. Die Agentur für Erneuerbare Energien arbeitet partei- und gesellschaftsübergreifend.

# STRATEGISCHE HANDLUNGSOPTIONEN FÜR ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN BEI ERNEUERBAREN ENERGIEN

P. Kemnitz

Lexington Consulting GmbH, Joachimstaler Str. 34, D-10719 Berlin, [kemnitz@lexington.de](mailto:kemnitz@lexington.de)

**Schlüsselwörter:** Strategie, Erneuerbare Energien, Energieversorgungsunternehmen, Stadtwerk, Handlungsoption, Trend, Energiewirtschaft

**Zusammenfassung:** Die Entwicklung bei Erneuerbaren Energien in Deutschland hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Zudem haben sich die Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft schrittweise auf europäischer und deutscher Ebene gewandelt. Auch in Zukunft ergeben sich neue Herausforderungen auf den Energiemärkten, denen die dort agierenden Energieversorgungsunternehmen mit entsprechenden Strategien begegnen müssen. Aus der unternehmerischen Perspektive stellt sich daher die Frage, welche Handlungsoptionen bei Erneuerbaren Energien bestehen. Anhand von vier ausgewählten Strategietypen werden dazu erste Ansätze aufgezeigt und die Relevanz von Erneuerbaren Energien für ein strategisches Gesamtkonzept herausgestellt.

**Abstract:** The development of renewables in Germany has increased substantially over the last few years. In addition, the framework conditions for the energy industry have changed gradually at the German and European level. Also in the future, new challenges will arise in energy markets, which the utility companies, who operate there, have to face with appropriate strategies. The question that arises from the entrepreneur's point of view is which courses of action exist for renewables. Based on four selected types of strategies first approaches will be shown and the relevance of renewables will be underlined for a strategic overall concept.

## 1. Ausgangslage Energiewirtschaft

Die Energiewirtschaft unterlag in den letzten zehn Jahren deutlichen Veränderungen: Die Liberalisierung der Energiemärkte hat eine Entwicklung der Privatisierung und Deregulierung in Verbindung mit der Entflechtung der Wertschöpfungskette angestoßen. Es kam zu einer Konsolidierungswelle unter Energieversorgungsunternehmen in Deutschland, welche sich auf europäischer Ebene fortführt. Diese veränderten und sich dynamisch weiterentwickelnden Rahmenbedingungen machen neue Strategien und angepasste strategische Ausrichtungen erforderlich.

Neben diese langfristigen Branchenentwicklungen treten Trends, die mitunter entlang der gesamten Wertschöpfungskette Auswirkungen zeigen. Sie sind dabei mehrdimensional geprägt. Sowohl wettbewerbliche, politische, ökologische und ökonomische als auch technologische Größen spielen eine Rolle. Ausgewählte Trends werden nachfolgend dargestellt:

- Die Anforderungen an neue fossile Kraftwerke zum zukünftigen wirtschaftlichen Einsatz steigen. Hierbei nimmt die verfügbare Leistung an Erneuerbaren Energien ebenso Einfluss auf den Betrieb fossiler Kraftwerke, wie auch die Verfügbarkeit von Brennstoffen sowie der Emissionszertifikatehandel und dessen Preisentwicklung.
- Die Marktkopplung auf europäischer Ebene wird weiter ausgebaut, so dass der grenzüberschreitende Handel zunimmt. Hierbei haben unter anderem die Preisdifferenzen auf den „regionalen“ Märkten, die zeitlich verfügbaren Strommengen und die verfügbaren Technolo-

gien (hohe Kapazitäten an Windkraft in Norddeutschland und Wasserkraftwerke in Skandinavien als Speicheroption) Auswirkungen.

- Die Vertriebsmargen insbesondere im Haushaltskundensegment sind eher gering oder unter Einbezug der Akquisitionskosten teilweise sogar negativ. Eine zunehmende Preisdifferenzierung durch unterschiedliche Ökostrom-Tarife und -Anbieter sowie eine Produktdifferenzierung zum Beispiel durch Energieeinspar- und Effizienzprodukte zeichnen sich ab.
- Hinzu kommt der politische Trend zur Rekommunalisierung im Zuge von auslaufenden Konzessionsverträgen bei Strom und Gas. Dieser steht oftmals in Verbindung mit der Absicht einer ortsnahen, dezentralen und ökologisch ausgerichteten Versorgungsstruktur.

Energieversorgungsunternehmen und darunter insbesondere auch Stadtwerke sehen sich durch diese Trends neuen Herausforderungen gegenüber. Es stellt sich somit die Frage, welche Handlungsoptionen im Zusammenhang mit der Entwicklung der Erneuerbaren Energien - meist auf regionaler Ebene - zur Verfügung stehen und wie daraus integrierte sowie nachhaltige Strategien zur Schaffung von Wettbewerbsvorteilen entwickelt werden können.

## **2. Ausgewählte Strategien von Energieversorgungsunternehmen bei Erneuerbaren Energien**

Wie bereits dargestellt, gewinnen Erneuerbare Energien zunehmend an Bedeutung für die Strategie von Energieversorgern. In diesem Zusammenhang müssen von den Entscheidungsträgern zentrale Fragen zur Bestimmung von Handlungsoptionen beantwortet werden: Welche Technologie ist vor Ort relevant und bietet ein sinnvolles Potenzial? Welcher Markt - regional, überregional oder im Ausland - soll bearbeitet werden? Welche Produkte und Dienstleistungen sollen sich an welche Kundensegmente richten? Soll die Strategie alleine oder in einem Kooperationsverbund - ggf. auf horizontaler oder vertikaler Ebene - umgesetzt werden?

Handlungsoptionen und letztlich auch Strategien sind anhand der aufgespannten Dimensionen auszugestalten. Exemplarisch dafür werden nachfolgend vier potenzielle Strategietypen bei Erneuerbaren Energien näher beschrieben und die Relevanz für ein integriertes strategisches Gesamtkonzept bei Energieversorgungsunternehmen herausgestellt.

### **2.1 Strategietyp 1: Virtuelles Kraftwerk**

Übergreifend über verschiedene Technologien von Erneuerbaren Energien bietet sich die Option zur Realisierung von virtuellen Kraftwerken. Hierbei können vorhandene und zukünftige kleinere, dezentrale Erzeugungsanlagen (Windkraft-, Wasserkraft-, Biomasse-, Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerke etc.) und gegebenenfalls Speicher an unterschiedlichen Standorten integriert werden. Mit entsprechenden Informations- und Kommunikationstechnologien werden die einzelnen Anlagen untereinander zu einem Gesamtsystem verknüpft. Die Diversität der Erzeugungstechnologien, deren jeweilige Verfügbarkeit und der Poolingeffekt von Leistung glättet eine potenzielle Fluktuation bei Erneuerbaren Energien und trägt somit zur Stabilität des Systems bei.

Vor allem für kommunale Versorgungsunternehmen, wie z. B. Stadtwerke, stellt dies eine Handlungsoption dar. Sie agieren überwiegend „vor Ort“ und haben somit die Chance auf regionale Einbindung eigener sowie Anlagen von Kunden, wie beispielsweise eine landwirtschaftliche Biogasanlage oder eine Photovoltaikanlage auf dem Dach eines Gewerbetunden.

Aus Sicht des Energieversorgers kann somit eine effizientere/bedarfsgerechte Beschaffung von Energiemengen erfolgen. Auch der Handel und die Bereitstellung von Minutenreserve kann verbessert werden. Zudem wird schrittweise die Technologiekompetenz innerhalb des virtuellen Kraft-

werksystems ausgebaut. Somit werden erste wichtige Erfahrungen für eine intelligente Steuerung von Erzeugung und Verbrauch gewonnen, die zukünftig die Basis für Wettbewerbsvorteile sein können.

## **2.2 Strategietyp 2: Selektiver Auslandsmarkteintritt**

Diese Strategie stellt einen Weg dar, um in ausgewählte Auslandsmärkte einzutreten. Der Fokus bei dieser Handlungsoption liegt auf einzelnen Technologien oder Projekten von Erneuerbaren Energien, die die jeweiligen klimatischen und geografischen Gegebenheiten eines Landes optimal nutzen können. Zum Beispiel bieten sich in einigen Auslandsmärkten attraktive unternehmerische Chancen bei Erneuerbaren Energien, wie z. B. in Südosteuropa die Nutzung von Wind- und Solarenergie. An diesen Standorten können ungenutzte Potenziale, zusätzliche Subventionen oder Vergütungen ähnlich der EEG-Einspeisevergütung realisiert werden.

In dem jeweiligen Land können die positiven Rahmenbedingungen für Investitionen in Erneuerbare Energien genutzt werden. Zu beachten ist hierbei die Frage nach möglichen Kooperationspartnern vor Ort, welcher bereits über Marktkennntnisse verfügt, Erfahrung beim Umgang mit Behörden und Verwaltung hat und mögliche Sprachbarrieren abbauen kann.

## **2.3 Strategietyp 3: Bereichsübergreifende Synergien**

Eine integrierte Strategie lässt sich hierzu vor allem aus Sicht eines horizontal integrierten Versorgungsunternehmens entwickeln. Für Stadtwerke besteht die Chance, bereichsübergreifende Synergien mit Aktivitäten aus den Geschäftsfeldern Entsorgung, Abfallwirtschaft, Straßenreinigung und Abwasser zu realisieren. Neben der Steigerung der internen (Kosten-)Effizienz besteht gleichzeitig Potenzial zur Senkung von CO<sub>2</sub>-Emissionen. Auch hier können Kooperationen zum Beispiel mit der Landwirtschaft, angegliederten städtischen Unternehmen oder Zweckverbänden sinnvolle Ergänzungen darstellen.

Ein Beispiel hierfür ist die Nutzung von Biomasse. Die Strategie kann sowohl kleinere Biogaskraftwerke als auch größere Biomasseheizkraftwerke umfassen und setzt bei der Herkunft der Biomasse an. So können beispielsweise biogene Abfälle, Holzabfälle, Grünschnitt oder Klärschlämme als eingesetzte „Rohstoffe“ in Frage kommen. Weitere Entsorgungsaufgaben können mit einer energetischen Verwertung verbunden werden.

## **2.4 Strategietyp 4: Akzeptanzerhöhung und Kundenbindung**

Mit dem Ziel, dass die kommunalen und regionalen Versorger ihre Akzeptanz vor Ort erhöhen und Kunden durch ihr Engagement längerfristig binden wollen, könnten gezielt größere Photovoltaik-Anlagen auf öffentlichen und städtischen Gebäuden realisiert werden. Dazu kann den bestehenden und neuen Kunden die Möglichkeit zur Beteiligung an diesen Anlagen angeboten werden. Die sogenannten Beteiligungsanlagen sind dabei vor allem für Bürger und lokale Investoren interessant, denen keine eigene Dachfläche zur Verfügung steht. Auf diesem Wege können Bürger Anteile an der Anlage des Energieversorgers erwerben und die Einspeisevergütungen des EEG erhalten.

Für den Energieversorger sind hierbei neben eigener Anlagenanteile auf strategischer Ebene vor allem die Akzeptanzerhöhung und die Förderung einer vertrauensvollen Kundenbeziehung relevant. Die Bürger identifizieren sich somit beispielsweise stärker mit ihrem Versorger oder Stadtwerk vor Ort. Kunden binden sich unter Umständen länger an weitere Produkte und Dienstleistungen (Strom, Gas, Telekommunikation etc.). Zudem kann eine vorhandene Marke mit einem auf Nachhaltigkeit ausgerichteten Image durch diese Handlungsoption gestärkt werden.

### **3. Ausblick strategischer Handlungsoptionen**

Die zuvor ausgeführten vier Strategietypen stellen lediglich eine exemplarische Auswahl dar und bieten erste Ansatzpunkte zur Weiterentwicklung. Es liegen hierfür bereits realisierte Vorhaben von Energieversorgungsunternehmen in der Praxis vor. Die individuellen Gegebenheiten vor Ort spielen eine wesentliche Rolle für die Umsetzung. Sie machen eine Detailanalyse sowohl der Rahmenbedingungen als auch der internen Strukturen der Organisation erforderlich. Interdependenzen der anfangs erwähnten wettbewerblichen, politischen, ökologischen und ökonomischen als auch technologischen Größen müssen dabei abgewogen werden.

Die Handlungsoptionen haben verdeutlicht, dass die Erneuerbaren Energien einen bedeutenden Bestandteil von integrierten Strategien darstellen. Dies gilt sowohl in der Erzeugung und dem Vertrieb als auch wertschöpfungskettenübergreifend und für neue Ländermärkte. Die Entwicklung geht dabei von singulären Investitionsvorhaben hin zu integrierten strategischen Gesamtkonzepten.

# Wasserstoff

## Eine Option für die langfristige Speicherung von Windenergie

Dr.-Ing. M. Kleimaier

*Mitglied der Task Force „Energiespeicher“ der Energietechnischen Gesellschaft im VDE  
Tuchmachersteig 10, D-45239 Essen, martin.kleimaier@t-online.de*

**Schlüsselwörter:** Wasserstoff, Energiespeicher, Pumpspeicher, CAES, Windenergie

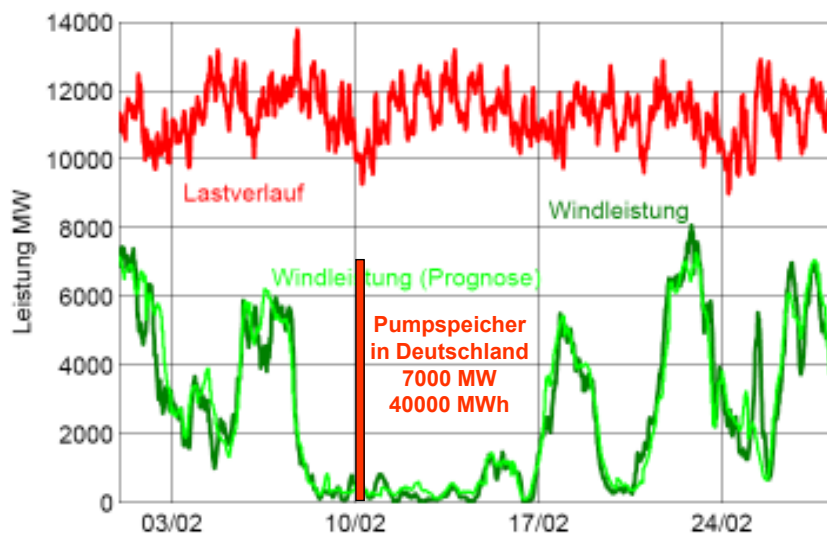
**Zusammenfassung:** Der weitere Ausbau der Stromerzeugung auf Basis der fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Sonneneinstrahlung wird zukünftig riesige Speicherkapazitäten benötigen. Obwohl sich große Wasserspeicher in alpinen Regionen hierfür sehr gut eignen würden, kommen neue Wasserspeicher aus Gründen der begrenzten Möglichkeiten, insbesondere aber durch die fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung, hierfür kaum noch in Frage. Druckluftspeicher wären prinzipiell ebenfalls möglich, würden aber wegen der geringen Energiedichte riesige Speichervolumina benötigen. Als mögliche Option zeichnet sich daher Wasserstoff ab - unter Druck gespeichert in unterirdisch angelegten Salzkavernen - der aufgrund seiner relativ hohen Energiedichte das Potential hat, auch die Speicherung sehr große Energiemengen zu ermöglichen, wie sie z.B. zur Überbrückung längerer Windflauten erforderlich wären. Die verschiedenen Speichertechnologien werden verglichen und die Wirtschaftlichkeit bei verschiedenen Speicherszenarien betrachtet.

### 1 Einleitung

Das erklärte Ziel der EU ist eine Steigerung des Anteils an Erneuerbaren Energien am Gesamtprimärenergiebedarf auf 20 % bis zum Jahr 2020. Um dieses Ziel in Deutschland erreichen zu können wird davon ausgegangen, dass der Anteil der Erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung auf etwa 30 % gesteigert werden muss. Mittelfristig sieht das neue Energiekonzept der Bundesregierung eine Steigerung auf 50 % und langfristig sogar auf 80 % vor. Derzeit (Zahlenwerte für 2009) beträgt dieser Anteil erst etwa 16 %, so dass also schon bis 2020 quasi eine Verdopplung erreicht werden müsste. Der Strom aus erneuerbaren Energien stammt heute zu etwa 20 % aus Wasserkraft, 40 % aus Windenergie, 27 % aus Biomasse und knapp 7 % aus Solarenergie. In den letzten Jahren ist insbesondere bei der Windkraft stark ausgebaut worden und hat Mitte 2010 bereits eine installierte Leistung von über 25.000 MW erreicht; neue Standorte sind daher heute nicht mehr so leicht zu finden. Die Photovoltaik hat seit 2008 bei der jährlich installierten Leistung den Anteil der Windkraft deutlich überholt. Insgesamt dürfte daher bei PV im 1. Halbjahr 2010 eine installierte Leistung von 10.000 MW überschritten worden sein – Tendenz weiter stark steigend. Hinsichtlich der erzeugten elektrischen Energie ist allerdings zu beachten, dass PV-Anlagen - aufgrund von weniger als etwa halb so vieler Vollastbenutzungsstunden - gegenüber Windenergie spezifisch entsprechend weniger Strom produzieren können. Bereits heute kommt es aber schon zu Situationen, bei denen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen - insbesondere Wind - den Bedarf im Netz übersteigt. Dies ist derzeit noch selten und regional begrenzt. Die Betreiber der Windenergieanlagen (WEA) klagen jedoch schon jetzt immer häufiger über Leistungsbeschränkungen während Starkwindphasen. Selbst unter Berücksichtigung einer höheren Energieausbeute bei den geplanten Offshore-Anlagen, bedeutet die Zielerreichung bis 2020 mindestens eine Verdopplung bis Verdreifachung der heute schon installierten Leistung bei der Windenergie. Bei flächendeckend starkem Wind könnte man dann allein mit dieser Leistung fast schon die Lastspitze in Deutschland abdecken, wobei die Leistung aus PV-Anlagen zusätzlich einen ähnlich hohen Beitrag liefern könnte. Damit ist das Ende des Ausbaus der erneuerbaren Energien aber noch lange nicht erreicht, insbesondere wenn man das Langfristziel des Energiekonzepts der Bundesregierung mit einem Anteil von 80 % Erneuerbaren Energien realisieren will.

## 2 Energiespeicherbedarf

Selbst bei großer Bereitschaft, das Verbrauchsverhalten an das natürliche, fluktuierende Energieangebot anzupassen, wird ein noch zu implementierendes Lastmanagement in Zukunft nicht ausreichen, um die täglichen Schwankungen - und bei Wind auch die teilweise längerfristigen Nichtverfügbarkeiten von bis zu etwa 2 Wochen (s. Bild 1) – auszugleichen. Auch bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist nur in seltenen Fällen eine zeitliche Übereinstimmung von Strom- und Wärmebedarf gegeben. Es ist daher damit zu rechnen, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und KWK-Anlagen insbesondere bei geringer Netzlast zeitweise gedrosselt werden müsste, um die Stabilität der Netze zu gewährleisten. Eine stärkere Einschränkung dieser umweltfreundlichen Stromerzeugung kann jedoch auf Dauer weder ökologisch noch volkswirtschaftlich sinnvoll sein. Deshalb sind neben einem adäquaten Netzausbau auch ausreichende Speicherkapazitäten notwendig, die in allen Zeitbereichen von Sekunden bis zu Wochen den Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf übernehmen können, um so das vorhandene Potential der erneuerbaren Energien möglichst vollständig zu nutzen. Die Möglichkeiten verschiedener Speichertechnologien sind in einer VDE-Studie /1/ untersucht worden. Neben unterschiedlichen Technologien für stationäre Speicher in den verschiedenen Netzebenen wurden auch die Möglichkeiten betrachtet, die sich zukünftig bei einer größeren Marktdurchdringung mit Elektrofahrzeugen durch diese mobilen Speicher ergeben könnten. Der vorliegende Beitrag beschränkt sich jedoch auf den Vergleich von Großspeichern für die Verbundnetzebene.



**Bild 1:** Beispiel für den Verlauf von Windenergieeinspeisung und Last in einer Regelzone

## 3 Speichertechnologien

### 3.1 Pumpspeicher

Seit langem werden Pumpspeicherkraftwerke neben der Bereitstellung von Spitzenlast auch für die Netzregelung (Sekundärregelung und Minutenreserve) eingesetzt. Die in Deutschland vorhandenen Speicher (insgesamt etwa 7.000 MW mit einer Kapazität von etwa 40.000 MWh, je nach Anlage ausgelegt für eine Nutzungsdauer von 4 bis 8 Stunden) reichen aber bei weitem nicht aus, um ausschließlich hiermit die Fluktuationen auszugleichen. Allein in einer der vier deutschen Regelzonen würde hierfür bereits heute die gesamte Speicherleistung benötigt, allerdings nicht nur für wenige



Stunden sondern für etwa 2 Wochen (Bild 1). Es werden in Zukunft also sehr große Speicherkapazitäten erforderlich sein, um einen zeitlichen Energietransfer aus angebotsstarken Zeiten in angebotsschwache und gleichzeitig nachfragestarke Zeiten zu ermöglichen. Die geographische Begrenztheit der Standorte für neue Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland und deren mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung erfordern jedoch neue Lösungsansätze. Große Speicherseen (Saisonspeicher) befinden sich insbesondere in den alpinen Regionen der Nachbarländer Österreich, Schweiz und Frankreich sowie in Norwegen und Schweden. Allerdings sind die dort die Pumpspeicherkapazitäten – wenn überhaupt vorhanden – auch nur auf wenige Stunden begrenzt. Dies gilt in der Regel auch für eventuell mögliche Nachrüstungen. Die genannten Standorte sind zudem sehr weit entfernt von Gebieten mit hohem Windenergiepotenzial, insbesondere von zukünftigen Off-Shore Windparks. Freie Übertragungskapazitäten in der erforderlichen Größenordnung sind in den Netzen derzeit jedoch nicht vorhanden und Genehmigungsverfahren für neue Leitungsprojekte gestalten sich zunehmend schwieriger.

### **3.2 Druckluftspeicherkraftwerke**

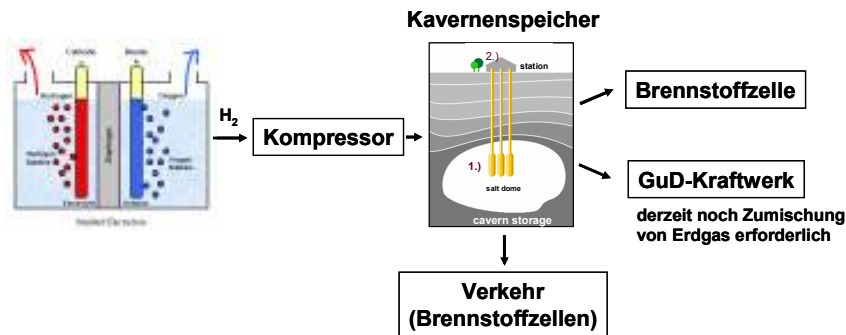
Druckluftspeicherkraftwerke - oft auch als CAES-Kraftwerke bezeichnet (CAES – Compressed Air Energy Storage) - arbeiten in einem Leistungsbereich und mit Betriebscharakteristiken, die Pumpspeicherkraftwerken ähnlich sind. Entsprechend sind auch die Zielanwendungen dieser Speichertechnologie ähnlich. Die realisierbaren Speicherkapazitäten reichen also nur für Entladedauern im Bereich von wenigen Stunden aus. Derzeit werden aufgrund des besseren Wirkungsgrades sog. „adiabate“ CAES (mit separatem Wärmespeicher) favorisiert. Das Nutzungspotenzial dieser Technik für die Langfristspeicherung – wesentlich mitbestimmt durch die benötigte große Speicherkapazität – ist aufgrund der geringen spezifische Energiedichte des Speichermediums und der damit verbundenen großen Zahl benötigter Kavernen, eher als begrenzt anzusehen.

### **3.3 Wasserstoff**

Aufgrund der relativ hohen Energiedichte bietet sich für die Speicherung großer Energiemengen insbesondere Wasserstoff an, unter Druck gespeichert ebenfalls in unterirdischen Salzkavernen. Aus vergleichbaren Kavernen lässt sich mit Wasserstoff etwa die 60-fache Nutz-Energiemenge (el. Energie) gegenüber CAES entnehmen. Eine spätere Nutzung heutiger Erdgaskavernen für die Speicherung von Wasserstoff erscheint mit gewissen Modifikationen grundsätzlich möglich.

Wasserstoff kann aus elektrischer Energie mit Hilfe von Elektrolyseuren erzeugt werden. Denkbar sind Hochdruck-Elektrolyseure, bei denen der Wasserstoff mit einem Druck von 5 MPa oder höheren Elektrolyseur verlässt, womit der Verdichtungsaufwand erheblich reduziert werden kann. Die Verdichtung auf den Kavernendruck von ca. 15 MPa und darüber kann mit konventionellen Verdichtern erreicht werden (Bild 2). Ein Handikap der Wasserstoffspeicherung ist der geringe Nutzungsgrad des Gesamtprozesses: legt man in erster Näherung für die Elektrolyse einen Wirkungsgrad von 65%, für die Verdichtung von 97% und für die Wiederverstromung in einem GuD-Kraftwerk von 60% zugrunde, so ergibt sich günstigstenfalls ein Gesamtwirkungsgrad von knapp 40%. Die Technologie - sowohl bei Elektrolyseuren als auch bei Wasserstoff-Gasturbinen - ist allerdings auch noch nicht im großtechnischen Maßstab ausgereift und die Entwicklungskosten werden daher als sehr hoch eingeschätzt.

Als eine weitere Option auf Basis von Wasserstoff wird derzeit auch die Methanisierung unter Verwendung von CO<sub>2</sub> diskutiert. Der Vorteil dieser Option wäre, dass man keine separaten Speicher wie bei Wasserstoff benötigen würde, sondern für Transport und Verteilung die bestehende Erdgas-Infrastruktur nutzen könnte. Der Nachteil wäre allerdings ein weiterer Energieverlust in der Methanisierungsreaktion. Würde die Rückverstromung in dezentralen und effizienten KWK-Anlagen und lokaler Nutzung der Wärme erfolgen, könne man zumindest einen Teil dieser Verluste wieder kompensieren.



**Bild 2:** Prinzipskizze der Wasserstoffherzeugung, Speicherung und Nutzung

#### 4 Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern

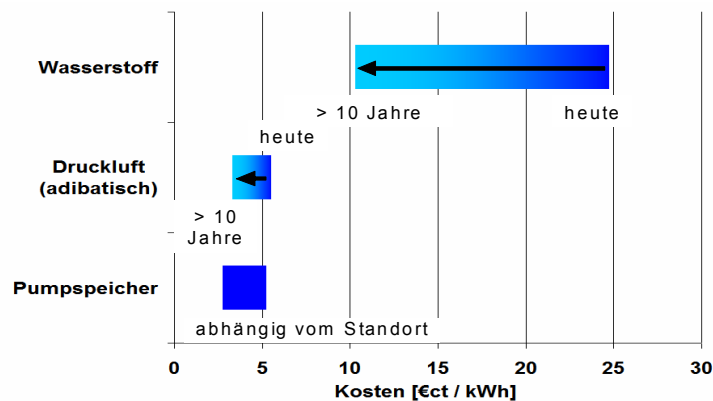
Die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Speicherprinzipien wird in der Studie anhand von typischen Szenarien (Lade- /Entladezyklen) miteinander verglichen. Die im Folgenden diskutierten Kosten sind die Einnahmen, die mit jeder ans Netz wieder abgegebenen kWh für den Bau, den Betrieb und die Finanzierung des Speichers verdient werden müssen, um einen kostendeckenden Betrieb zu erreichen. Zur Berechnung der Gesamtkosten der von Speichern gelieferten Energie, sind also noch die jeweiligen Einkaufskosten der Energie bei der Aufladung zu addieren. Der Vorteil dieser Systematik besteht darin, dass dadurch die unterschiedlichen Lebensdauern, Wirkungsgrade und zulässigen Entladetiefen auf einen einzigen monetären Wert abgebildet werden, der einen direkten Vergleich der Technologien ermöglicht.

Die Breite der Kostenbalken in den nachfolgenden Abbildungen stellt die Bandbreite dar, die sich aus dem "Stand der Technik" (hoher Wert) und den in den kommenden 5 bis 10 Jahren bei entsprechender Großserienproduktion erzielbaren Kosten (tiefer Wert) ergibt. Für etablierte Technologien ist die Bandbreite geringer als für neue noch nicht am Markt etablierte Technologien. Bei Pumpspeichern resultiert die relativ große Spreizung u.a. aus der Annahme unterschiedlicher geologischer Randbedingungen für den Bau der Speicherbecken.

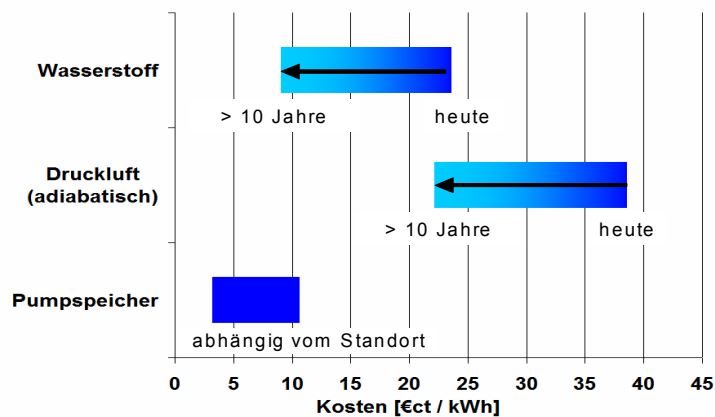
Der Referenzfall „Stundenspeicher“ (Bild 3) ist die klassische Anwendung und Auslegung großer Pumpspeicherkraftwerke mit täglicher Umwälzung des Energieinhalts. Adiabatische Druckluftspeicher sind von den Kosten her vergleichbar mit Pumpspeicherkraftwerken und können günstigstenfalls Werte von etwa 3 €/kWh erreichen. Damit sind CAES für diesen Referenzfall eine aussichtsreiche Option für den weiteren Ausbau in Deutschland. Wasserstoffspeichersysteme können betriebswirtschaftlich hier nicht mithalten, da durch den geringen Wirkungsgrad hohe Betriebskosten insbesondere zur Kompensation der Energieverluste anfallen.

Der Referenzfall „Wochenspeicher“ (Bild 4) repräsentiert einen Langzeitspeicher, dessen Energieinhalt für eine Entladedauer von etwa 8 Tagen ausreichend wäre und nur zweimal pro Monat umgewälzt wird. Aufgrund der seltenen Nutzung ergeben sich bei gleichzeitig hohen Investitionskosten für alle Speichertechnologien äußerst hohe Stromgestehungskosten. Pumpspeicherkraftwerke wären zwar prinzipiell die kostengünstigste Option, haben aber bei der hierfür erforderlichen Speichergroße in Deutschland praktisch kein Ausbaupotenzial. Die Wasserstoffspeicherung in Kavernen stellt daher noch die kostengünstigste in Deutschland realisierbare Option dar, wobei sich auch in Zukunft die Kosten kaum unter etwa 10 €/kWh senken lassen. Aufgrund der um fast zwei Größenordnungen höheren Energiespeicherdichte im Vergleich zu Druckluft, sind die kapazitätsspezifischen Kosten bei Wasserstoff deutlich günstiger. Auf diese Weise ließe sich auch eine begrenzte Kapazität an Kavernen effektiv ausnutzen.

Gegenüber den vorgestellten zentralen Speichertechnologien sind die spezifischen Speicherkosten in dezentralen Batteriespeichern bei allen betrachteten Szenarien deutlich höher; dies gilt auch unter Zugrundelegung von noch zu erwartenden erheblichen Kostensenkungspotenzialen bei diesen Technologien.



**Bild 3:** Vergleich der Vollkosten von Speichersystemen für Tagesspeicherung



**Bild 4:** Vergleich der Vollkosten von Speichersystemen für Wochenspeicherung

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Sinne einer umweltfreundlichen und volkswirtschaftlich tragbaren Lösung ist beim Ausbau der erneuerbaren Energien ein Optimum aus kostengünstiger Grundlastleistung, schnell regelbarer Kraftwerksleistung, Netzausbau, Lastmanagement und Speichereinsatz anzustreben. Dies kann nur in einem gesamteuropäischen Ansatz gelingen.

Bei der in Zukunft erforderlichen Langfristspeicherung können Wasserstoff-Systeme insbesondere in Deutschland eine wichtige Rolle übernehmen. Dabei sind auch Synergien die sich aus der Nutzung des Wasserstoffs zur saisonalen Speicherung elektrischer Energie und dessen Einsatz als alternativer Fahrzeugkraftstoff bei Hybridfahrzeugen mit Brennstoffzellen zu betrachten.

### Literatur

/1/ Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf

VDE-Studie, Dezember 2008

[www.vde.com/VDE/Fachgesellschaften/ETG](http://www.vde.com/VDE/Fachgesellschaften/ETG)

## **Kleine Parabolrinnenkraftwerke - Technologie von heute und Ausblicke**

Joachim Krüger

*Solarlite GmbH Schloss Duckwitz D – 17179 Duckwitz*

### **Schlüsselwörter:**

Solarthermie, Concentrated Solar Power, Kraftwerk, Energieproduktion, Kraft-Wärme-Kopplung, Parabolrinnen, Parabolrinnenkollektor, Direktverdampfung, Solarlite

### **Zusammenfassung**

Eine Energie, die klimaschonend, in ausreichender Menge vorhanden und bezahlbar ist. Das ist die Vision von Solarlite. Die Sonne ist die größte unerschöpfliche Energiequelle und Solarthermie ein effizienter Weg, die Sonnenenergie für die Deckung des weltweiten Energiebedarfs zu nutzen. Solarthermische Kraftwerke könnten schon im Jahr 2050 mehr als 25 % des weltweiten Energiebedarfs decken (Greenpeace). Parabolrinnen-Kraftwerke mit einer Leistung ab 20 MWe sind bereits weltweit erprobt und etabliert. Diese erfordern aber einen langwierigen Planungsprozess und haben einen hohen Finanzierungsbedarf. Für kleinere Parabolrinnen-Kraftwerke besteht weltweit ein großes Potenzial. Die Vorteile liegen insbesondere in der Speichermöglichkeit der Energie, der Möglichkeit der Kraft-Wärmekopplung, das breite Spektrum der Anwendungen für industrielle Prozesse, der Inselfähigkeit und der einfachen Betriebsführung.

### **Die Technologie**

Solarthermische Kraftwerke sind die Zukunft der Energieversorgung. Eine Studie von Greenpeace aus dem Jahr 2009 belegt, dass bereits 2030 7 % des weltweiten Energiebedarfs durch Solarthermie gedeckt werden kann. Die Technologie ist auf dem Vormarsch. Bereits in den 80er Jahren gab es Entwicklungen bzw. Forschungsbestrebungen in den USA, die aber wieder eingestellt und erst in den vergangenen Jahren fortgesetzt wurden.

Solarthermische Kraftwerke erreichen hohe Wirkungsgrade und sind eine sehr klima – und ressourcenschonende Form der Energieproduktion. Sie sind allerdings nur in sonnenreichen Regionen wirtschaftlich einsetzbar.

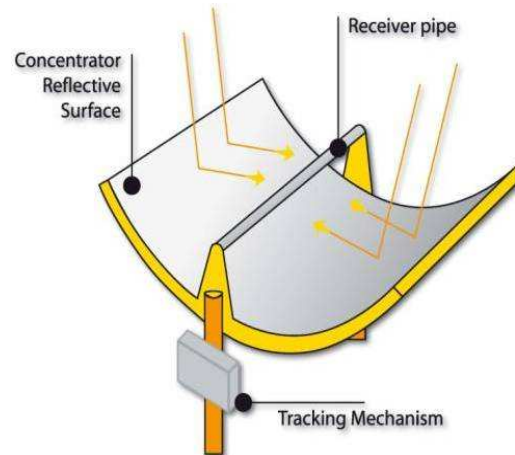
In einem konventionellen Kraftwerk wird durch Verbrennung von Stoffen wie Kohle oder Öl Dampf erzeugt. Unter einem sehr hohen Druck treibt dieser Dampf Turbinen an, die an Stromgeneratoren gekoppelt sind. Dann wird der Dampf zu Wasser kondensiert und dem Dampferzeuger wieder zugeführt. Die üblichen Bestandteile oder Komponenten eines Kraftwerks sind eine Dampfturbine, ein Generator und ein Kondensator.

Der Vorteil solarthermischer Kraftwerke besteht darin, dass Energie in Form von Wärme bereits vorliegt. Anders als bei anderen erneuerbaren Energien wie Wind oder Photovoltaik können viele Stunden ohne direkte Sonneneinstrahlung überbrückt werden, wenn Speichertechnologie zum Einsatz kommt. Derzeit ist der Einsatz von Wärmespeichern für kleinere solarthermische Kraftwerke noch nicht wirtschaftlich. Vereinfacht lässt sich die Funktionsweise wie folgt beschreiben: Parabolspiegel bündeln das Sonnenlicht auf ein Absorberrohr, das sich in der

Brennlinie befindet. Die Sonne wird in Wärme umgesetzt und an das Wärmeträgermedium abgegeben. Dabei werden hohe Temperaturen zwischen 350 und 550 °C erreicht. Das Wärmeträgermedium durchläuft Wärmetauscher und erzeugt Dampf, der wie in einem herkömmlichen Kraftwerk über eine Turbine und einen Generator Strom produziert. Schwankende Sonneneinstrahlung kann durch einen Wärmespeicher, durch Kraft-Wärme-Kopplung mit zum Beispiel Biomasse oder fossilen Energieträgern ausgeglichen werden und so eine ganzjährige Energieversorgung garantieren. Es gibt vier verschiedene CSP- Technologien:

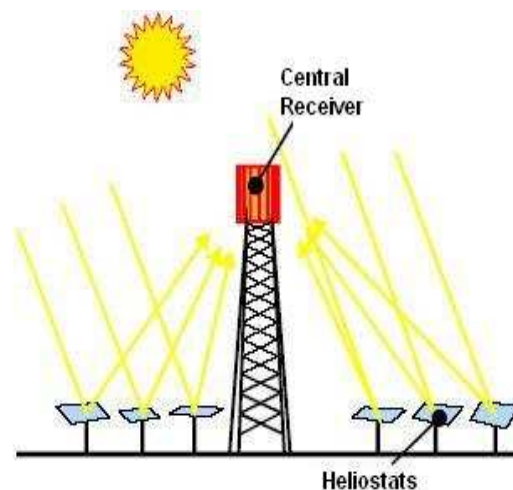
### Parabolrinnen -Technologie

- \_Größen bis 250 MWe sind möglich
- \_erprobte und verbreitetste CSP- Technologie
- \_Erfahrungen im Betrieb seit 1984
- \_bevorzugte und wirtschaftlichste Technologie
- \_weitere Kraftwerksbauten sind geplant
- \_Guter optischer Wirkungsgrad aufgrund der Nachführung um eine Achse
- \_linienfokussierend



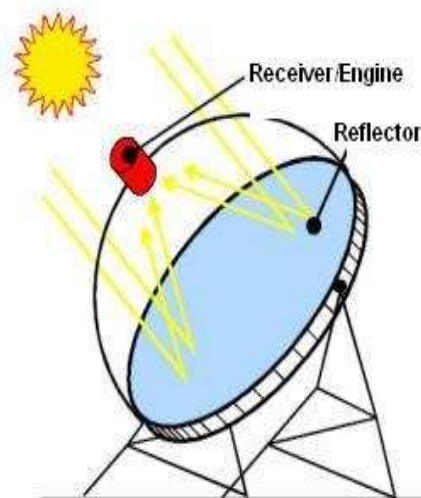
### Central Receiver System (Turmkraftwerke)

- \_Größen zwischen 10 und 100 MWe
- \_erste Demonstrationsanlagen in den 80er
- \_erstes kommerzielles Kraftwerk mit einer Leistung von 10 MWe in Kalifornien
- \_weitere Anlagen sind in den USA geplant
- \_Temperaturen bis zu 1000 °C sind möglich
- \_Aufgrund der hohen Temperaturen sind effizientere Turbinen möglich
- \_Punktfokussierend



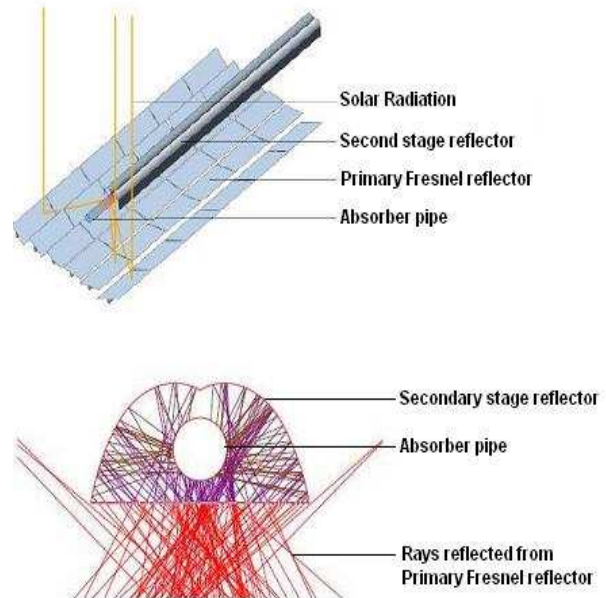
### Solar Dish Paraboloid - Technologie

- \_erreicht die höchsten optischen Wirkungsgrade
- \_punktfokussierend
- \_mit zunehmender Größe der Anlage wird die Ausrichtung der Spiegel technisch problematisch
- \_erreicht die höchsten optischen Wirkungsgrade
- \_eignen sich für dezentrale Lösungen



## Fresnel - Technologie

- \_linienfokussierend
- \_Direktverdampfung von Wasser
- \_geringere Wirkungsgrade
- \_einfachere und damit günstigere Kollektoren
- \_leichte Bauweise
- \_einfache Sonnennachführung
- \_Temperaturen über 400 °C sind möglich
- \_die Technologie ist noch relativ jung



Bildquelle: Solarpaces

## Parabolrinnenkraftwerke

Solarthermische Kraftwerke auf der Basis von Parabolrinnenkollektoren verfügen über eine ausgereifte Technologie und haben sich bereits im Betrieb und in zuverlässiger Energieproduktion bewährt. In der Zeit von 1984 bis 1991 wurden neun Kraftwerke mit jeweils einer Leistung von 14 bis zu 80 MWe. dieser Technologie in Kalifornien gebaut. Laut den Recherchen des Solarinstitut Jülich (02.2010) befinden sich momentan 29 Solarthermische Kraftwerke mit einer Leistung von 0,8 GW in Bau weitere 180 Projekte mit einer Leistung von insgesamt 15,7 GW befinden sich in der Planung. 85 % der Anlagen sollen bis 2014 in Betrieb gehen, weitere 15 % bis 2020. 55 % davon sind Parabolrinnen-Kraftwerke.

Parabolrinnen-Kraftwerke stellen derzeit mit Stromgestehungskosten von bis zu 12 ct/kWh die kostengünstigste Möglichkeit der solaren Stromerzeugung dar. Trotzdem wird eine breite Marktakzeptanz in erster Linie durch die hohen Gesamtinvestitionskosten behindert. Oft können Projekte nur mit staatlicher Unterstützung wie zum Beispiel Einspeisegesetze umgesetzt werden. Deshalb sind für eine breite Markteinführung weitere Kostensenkungen erforderlich.

Um solarthermische Parabolrinnen Kraftwerke soweit zu entwickeln, dass sie wirtschaftlich interessant sind und sich am Markt und hier insbesondere in den sonnenreichen Gebieten durchsetzen, arbeiten die Unternehmen gerade auch in Deutschland an verschiedenen Möglichkeiten, den Gesamtwirkungsgrad der Anlagen zu erhöhen. (Der Wirkungsgrad ist die jährlich erzeugte elektrische Energie bezogen auf die Direktstrahlung. Um einen ausreichenden Wirkungsgrad zu erreichen, muss die konzentrierte Solarstrahlung sehr effizient in Wärme hoher Temperatur umgewandelt werden.)

Ein Weg zur Steigerung des Gesamtwirkungsgrades ist die Erhöhung der Betriebstemperatur. Kostensenkungen zwischen 10 und 25 % lassen sich so realisieren und zusätzlich kann die Stromausbeute deutlich erhöht werden.

Parabolrinnen-Kollektoren können Temperaturen von bis zu 550 °C erzielen und damit eine Dampfturbine optimal antreiben. Begrenzt wird die Höhe der Betriebstemperatur unter anderem durch das Wärmeträgermedium wie zum Beispiel Thermalöl, das maximal 395 °C erreichen kann. Gerade für Länder mit einer sehr hohen Sonneneinstrahlung bietet sich der Einsatz von Wasser als Wärmeträger an. Die Solarlite GmbH ist das erste Unternehmen, das ein kommerzielles solarthermisches Kraftwerk auf der Basis der Direktverdampfung baut. Die Anlage mit einer Leistung von 5 MWe entsteht in Kanchanaburi nördlich von Thailands Hauptstadt Bangkok und soll Anfang 2011 in Betrieb gehen.

Die Direktverdampfung hat gegenüber anderen Wärmeträgern, wie Thermalöl oder Flüssigsalz einige wesentliche Vorteile.

Mit der Direktverdampfung lassen sich höhere Betriebstemperaturen erzielen. Die Gesamtinvestitionskosten können deutlich gesenkt werden, da das teure Thermalöl und dazugehörige Komponenten (Wärmetauscher) eingespart werden. Die Technologie ist klimaschonender und umweltschonender, da kein toxisches Öl eingesetzt werden muss. Eine weitere Innovation ist die Verwendung von Glasfaserkunststoff- Komposit Material für die Produktion der Parabolkollektoren. Solarlite SL 4600 ist ein hocheffizienter Parabolrinnenkollektor für den Betrieb bis zu 400 °C. Der Kollektor mit einer Apertur von 4,60 m besteht aus präzise geformten Parabolrinnen aus GFK Kompositmaterial, auf die ein Dünnschichtspiegel verklebt ist. Dieser reflektiert mehr als 95 % der Sonnenstrahlen auf das Absorber-Rohr, das sich in der Brennlinie befindet.

Das Glasfaser Komposit Material bringt hervorragende Eigenschaften mit: es ist leicht, witterungsbeständig, verfügt über die notwendige Steifigkeit. Durch diese Materialeigenschaften eignet sich der SL 4600 für eine Massenproduktion und kann unabhängig vom Kraftwerkstandort produziert werden. Vorteile ergeben sich ebenfalls im Betrieb und in der Wartung. Mit diesen Neuerungen hat sich die Solarlite GmbH erfolgreich in einem Nischenmarkt der kleinen und mittleren Größen von solarthermischen Parabolrinnenkraftwerken etabliert und verfügt über eine Reihe wesentlicher Alleinstellungsmerkmale.

Diese sind: kleine und mittlere Kraftwerksgrößen von 500 kWe bis zu 30 MWe; Marktführerschaft in Südost-Asien, alleiniger kommerzieller Anbieter der Direktverdampfung, Kostenvorteile durch die Verwendung neuer Materialien für die Produktion der Parabolrinnen-Kollektoren. Aufgrund der neuartigen Beschaffenheit und Konstruktion der Kollektoren eignet sich dieser für eine Massenfertigung und eine dezentrale Bauweise wird möglich.

Die Möglichkeit der Anbindung fossiler oder anderer erneuerbarer Energien wie Wind, Biomasse oder Geothermie macht das Solarlite Konzept flexibel und auch für kleinere Kraftwerksgrößen wirtschaftlich interessant. Dazu kommt die Vielseitigkeit der Anwendung, die sich durch die Kraft-Wärme-Kopplung ergeben, wie Prozesswärme, Absorptionskälte, Meerwasserentsalzung und

Energieproduktion. Die Technologie lässt sich deshalb hervorragend für industrielle Prozesse nutzen.

Die Solarlite GmbH hat durch die Weiterentwicklung der Parabolrinnen-Technologie und der Direktverdampfung von Wasser/Dampf als Wärmeträger, kleine und mittlere Parabolrinnen-Kraftwerke wirtschaftlich interessanter gemacht.

Innerhalb der Branche gibt es weitere Ansätze zur Optimierung des Wirkungsgrades eines solarthermischen Kraftwerkes. Besonders Unternehmen, die sich für Salzlösung als Wärmeträger entscheiden, setzen auf die Entwicklung thermischer Energiespeicher. Mit einer verbesserten Energiespeicherlösung ist eine höhere Ausnutzung des Kraftwerkes und somit eine Steigerung der Stromausbeute möglich. Eine weitere Option ist die Verwendung neuartiger Materialien für die Kollektoren-Herstellung mit dem Ziel der Kostenreduzierung aber auch den Wirkungsgrad zu erhöhen. Die Herausforderung der Zukunft heißt Standardisierung und Massenfertigung. Das Vorantreiben der technologischen Entwicklung und Innovationsforschung ist für die Solarlite GmbH der bedeutendste Faktor, um im wachsenden Markt der solarthermischen Kraftwerke langfristig bestehen zu können. Deshalb will das Unternehmen auch zukünftig weitere Neuerungen in den Markt bringen: Die Schwerpunkte hat das Unternehmen bereits definiert:

1. Entwicklung eines Verfahrens inklusive des Produktionsprozesses und notwendiger Maschinen zur Massenproduktion von Kunststoff –Parabolrinnenkollektoren in Verbundtechnik mit dem Ziel der Automatisierung.
2. Entwicklung einer Speichertechnologie, die es erlaubt unter Verwendung der gleichen Turbine Hochtemperaturen aus thermischer Solarenergie über Stunden zu konservieren und der Turbine wieder zu zuführen. Dies soll unter Anwendung eines Phasenwechsels erfolgen.
3. Receiver-Entwicklung für solarthermische Kraftwerke unter Verwendung neuer Beschichtungs- und Absorptionsmaterialien sowie die Verbesserung des Designs

Eine breite Marktakzeptanz von solarthermischen Kraftwerken erfordert weitere Kostenreduzierungen. Dazu gehört in die Weiterentwicklung der Technologie zu investieren, weiter Kooperationen mit Forschungsinstitutionen voran zu treiben. Ein anderer Aspekt ist, die Akzeptanz und die Bedeutung dieser Branche durch Information und Lobbyarbeit weiter zu stärken. Das Ziel muss sein, dass Zukunftsenergien wie die Solarthermie weiter durch Einspeisevergütungen und andere politische Rahmenbedingungen für Betreiber wie auch Investoren an Attraktivität gewinnen.



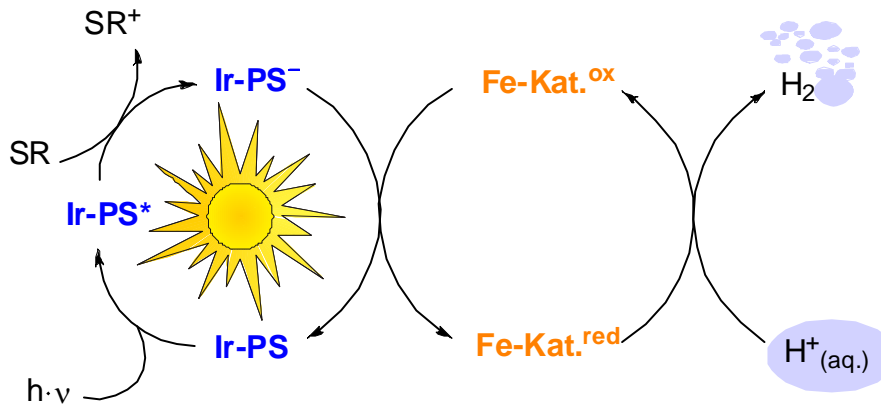
## Photokatalytische Wasserstofferzeugung: Effiziente auf Eisen basierende Wasser-Reduktions-Katalysatoren

Sebastian Losse, Felix Gärtner, *Annette-Enrica Surkus, Albert Boddien, Henrik Junge und Matthias Beller*  
*Leibniz-Institut für Katalyse e.V. an der Universität Rostock*  
*Albert-Einstein-Str. 29a, 18059 Rostock.*

Wasserstoff wird als ein zukunftssträchtiger Energieträger, der effizient und ohne Emission in Brennstoffzellen genutzt werden kann, angesehen. Aktuell wird er größtenteils aus Erdöl produziert. Eine Chance und Herausforderung besteht darin, diesen Brennstoff durch die fast grenzenlos zur Verfügung stehende Sonnenenergie zu erzeugen. Das Ziel ist dabei die Nutzung von Wasser als Wasserstoffquelle.

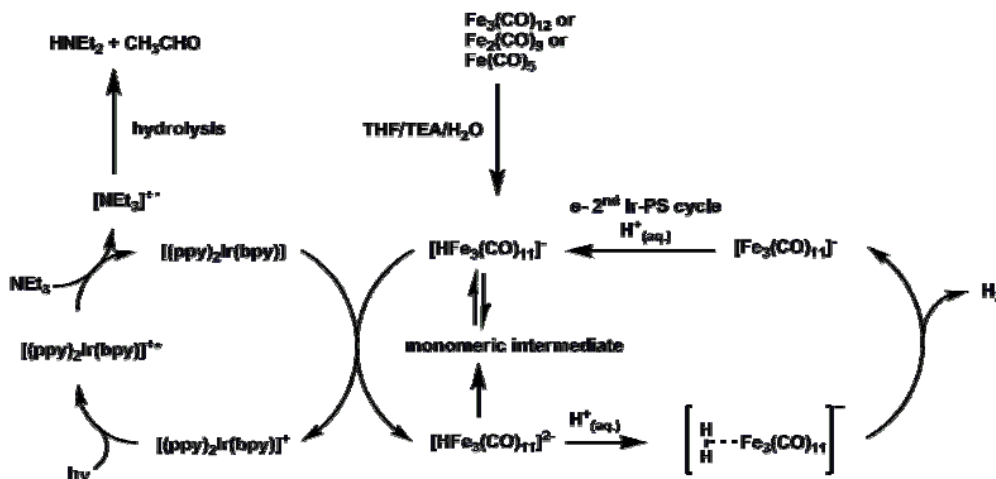
Die Entdeckung des Honda Fujishima-Effekts 1972<sup>[1]</sup> trug dazu bei, weltweit das Interesse für neue wirtschaftliche Materialien für die photokatalytische Wasserspaltung in Wasserstoff und Sauerstoff zu wecken.<sup>[2]</sup> Bisher wurden hauptsächlich heterogene Halbleitersysteme für diese Reaktion genutzt, nur wenige homogene Katalysatoren sind beschrieben worden.<sup>[3]</sup> Der Gesamtprozess der photokatalytischen Wasserspaltung kann in die Teilreaktionen der Wasserreduktion und die Wasseroxidation separiert werden. Mit Hilfe von Elektronendonoren (engl. *sacrificial reductant*: SR) in der Wasserreduktion<sup>[4]</sup> bzw. Elektronenakzeptoren (Wasseroxidation) werden die Einzelreaktionen durch Opferreagenzien angetrieben. Im Falle der Wasseroxidation wurden in den meisten Fällen Cer(IV)-Reagenzien eingesetzt.<sup>[5]</sup> In der Wasserreduktion werden hauptsächlich Amine wie Triethanolamin (TEOA) oder Triethylamin (TEA) als Elektronendonoren verwendet.

Durch den Einsatz von Photosensitizern (PS) und Wasserreduktionskatalysatoren (WRK) auf Edelmetallbasis konnte die lichtgetriebene Wasserstofferzeugung aus Wasser bereits gezeigt werden.<sup>[6]</sup> Die Wasserreduktionskaskaden arbeiten dabei nach dem Vorbild der Photosynthese. Es werden Reduktionsäquivalente durch Licht generiert und für Reduktionsprozesse bereitgestellt. Im Reaktionsgefäß wird in einer Wasserreduktionskaskade z.B. ein Iridium-Photosensitizer durch Licht angeregt. Der angeregte Zustand wird vom SR reduktiv gequencht, ein reduzierter PS gebildet. Dieser überträgt ein Elektron auf die WRK-Einheit, welche wiederum Protonen des Wassers zu Wasserstoff reduziert.



**Abb. 1.** Schematische Darstellung der lichtgetriebenen Wasserstoffherzeugung mit Iridium-Photosensitizer (Ir-PS), Elektronendonator (SR) und Eisen-Wasserreduktionskatalysator (Fe-Kat.).

Die Substitution katalytisch aktiver Systeme auf Basis von Edelmetallen durch Eisensysteme ist hierbei ein wichtiger Ansatzpunkt aktueller Forschungen.<sup>[7]</sup> Das von uns vorgestellte homogene System für die Protonenreduktion besteht aus einem Iridium-Photosensitizer ( $[\text{Ir}(\text{ppy})_2(\text{bpy})](\text{PF}_6)$ , ppy: Phenylpyridin) und einfachen, leicht verfügbaren und preiswerten Eisencarbonylen als Wasserreduktionskatalysatoren sowie Triethylamin als SR.<sup>[8]</sup>



**Abb. 2.** Angenommener Katalysezyklus und Zusammenspiel zwischen Ir-PS- und WRK-Einheit und deren Regeneration.

Das Katalysatorsystem wird durch Xe-Licht angetrieben, wahlweise mit UV-Anteil oder durch die Verwendung von Vorsatzfiltern ohne UV-Einstrahlung. Wir konnten zeigen, dass alle Einzelkomponenten für die Gesamtreaktion essentiell sind. Durch Lichtschallexperimente wurde zudem die Abhängigkeit der Reaktion von der Lichteinstrahlung belegt. Die höchste Umsatzzahl (engl. *turn over number*: TON) für den Iridium-Photosensitizer lag bei 3000, für den Eisen-Wasserreduktionskatalysator wurde eine TON von 400 erzielt.

Die Arbeiten sind ein Teil des Light2Hydrogen Projektes des BMBF-Programms "Spitzenforschung & Innovation in den neuen Ländern".

- 
- [1] A. Fujishima, K. Honda, *Nature* **1972**, *238*, 37-38.
- [2] aktuelle Übersichtsartikel über heterogene Halbleiter-Katalysatoren: a) A.Kudo, Y. Miseki, *Chem. Soc. Rev.* **2009**, *38*, 253-278; b) F. E. Osterloh, *Chem. Mater.* **2008**, *20*, 35-54.
- [3] a) H. Kunkely, A. Vogler, *Angew. Chem.* **2009**, *121*, 1713-1715; *Angew. Chem. Int. Ed.* **2009**, *48*, 1685-1687; b) S. W. Kohl, L. Weiner, L. Schwartsburd, L. Konstantinovski, L. J. W. Shimon, Y. Ben-David, M. A. Iron, D. Milstein, *Science* **2009**, *324*, 74-77.
- [4] Übersichtsartikel über homogene Wasserreduktionskaskaden: a) M. Wang, Y. Na, M. Gorlov, L. Sun, *Dalton Trans.* **2009**, 6458-6467; b) L. L. Tinker, N. D. McDaniel, S. Bernhard, *J. Mater. Chem.* **2009**, *19*, 3328-3337.
- [5] X. Sala, I. Romero, M. Rodríguez, L. Escriche, A. Llobet, *Angew. Chem.* **2009**, *121*, 2882-2893; *Angew. Chem. Int. Ed.* **2009**, *48*, 2842- 2852.
- [6] a) M. Kirch, J.-M. Lehn, J.-P. Sauvage, *Helv. Chim. Acta*, **1979**, *62*, 1345-1384; b) A. Moradpour, P. Keller, H. Kagan, *Nouv. J. Chim.* **1978**, *2*, 547-549; c) K. Kalyanasundaram, J. Kiwi, M. Grätzel, *Helv. Chim. Acta*, **1978**, *61*, 2720-2730; d) C. V. Krishnan, N. Sutin, *J. Am. Chem. Soc.* **1981**, *103*, 2141-2142.
- [7] a) S. Enthaler, K. Junge, M. Beller, in *Iron Catalysis in Organic Chemistry*, (Eds: B. Plietker), WILEY-VCH, Weinheim, **2008**, pp.125-142; b) S. Enthaler, K. Junge, M. Beller, *Angew. Chem. Int. Ed.* **2008**, *47*, 3317-3321; *Angew. Chem.* **2008**, *120*, 3363-3367.
- [8] F. Gärtner, B. Sundararaju, A.-E. Surkus, A. Boddien, B. Loges, H. Junge, P. H. Dixneuf, M. Beller, *Angew. Chem.* **2009**, *121*, 10147-10150.

# Environmental Assessment of Municipal Solid Waste Management in Sri Lanka and India in a Life Cycle Perspective

S.N.M.Menikpura<sup>1,2</sup>, Sébastien Bonnet<sup>1,2</sup> and Shabbir H. Gheewala<sup>1,2,\*</sup>

<sup>1</sup>The Joint Graduate School of Energy and Environment, King Mongkut's University of Technology Thonburi, Bangkok, Thailand

<sup>2</sup>Center for Energy Technology and Environment, Ministry of Education, Thailand

\* Corresponding author Tel.: + 6624708309-10; fax: +6628729805

E-mail address: [shabbir\\_g@jgsee.kmutt.ac.th](mailto:shabbir_g@jgsee.kmutt.ac.th)

**Abstract:** At present, many Asian developing countries are practicing poor Municipal Solid Waste (MSW) management methods such as open dumping and non-engineered landfilling. This creates severe burdens on the environment and threat to human health. The quantification of the environmental impacts resulting from such poor MSW management practices is necessary to serve as a baseline against which alternative treatment technology options can be assessed for implementation of more environmentally sustainable MSW management systems that are adapted to local situation. In this study, existing MSW management systems in Sri Lanka and India were evaluated in order to assess the severity of their environmental impacts with focus on global warming potential and abiotic resource depletion. Life Cycle Assessment methodology was followed to perform this investigation. Results from this study reveal that the existing MSW management methods used in both countries cause severe environmental damages. However, the situation in India is slightly better as compared to Sri Lanka since 24% of its MSW is being composted. The implementation of landfill with landfill gas recovery for energy was identified as an important initial step to overcome the existing environmental impacts assessed. The results obtained revealed that implementation of such systems would help substantially to reduce global warming potential and abiotic resources depletion.

**Key words:** Municipal Solid Waste Management, Global Warming, Abiotic Resource Depletion, Life Cycle Assessment

## 1. Introduction

Many developing countries in Asia are facing severe problems to manage their municipal solid waste (MSW) with ever-increasing population, urbanization and lack of land for final disposal of their waste. Solid waste consists of a highly heterogeneous mass of discarded materials from the urban community as well as the more homogeneous accumulation of agricultural, industrial and mining wastes. However, in most developing countries in Asia, a major share of MSW is biodegradable in nature creating serious environmental pollution as a result of poor disposal methods.

Sri Lanka is an island located in the Indian Ocean with a total area of 65,525 km<sup>2</sup> and a population of 20.2 million people. At present, average solid waste generation in Sri Lanka is 6,500 tonnes per day. In 1999, the average MSW generation rate per capita was 0.89 kg per day and is expected to increase to 1.0 kg per day by 2025 [1].

India is the sixth largest country in the world, covering an area of 3.28 million square kilometers with an estimated population of 1.17 billion people as of 2009. In India, 48 million tonnes per year of MSW are generated which represent 6% of the total amount of MSW generated in Asia. Per capita waste generation rate in India is in the range 0.3-0.6 kg per day [2].

In both Sri Lanka and India, municipal bodies are responsible for solid waste management. They are mandated to remove and dispose MSW without causing nuisance to the public. However, most of the local authorities have failed to deliver the required level of waste management services [1, 3]. Due to a lack of land used for engineered landfills and lack of alternative treatment technologies, open dumping is practiced as the main disposal method in Sri Lanka without the minimally required lining and fencing [4]. In India, problems of MSW management are already acute in cities and towns as disposal facilities have not been able to keep pace with the quantum of wastes which are generated. Thus, the highest fraction of MSW generated in India is directly disposed on land in an unsatisfactory manner thereby causing a number of health and environmental problems, and aesthetic hazards [5]. Poor waste management systems coupled with tropical climate conditions result in increasing environmental burdens locally as well as at the regional and global

levels. To overcome these problems, sustainable solid waste management policies and strategies are crucial and local authorities in developing countries should urgently seek sound and safe technologies [1]. However, prior to making any decision on the MSW management options to be considered, an evaluation of the environmental burdens resulting from existing MSW management systems is to be performed to quantify the severity of those impacts. Results from this assessment for Sri Lanka and India would be very useful for information dissemination to all stakeholders of the waste management hierarchy and to identify appropriate environmentally sustainable alternative waste management options.

## 2. Methodology

In order to evaluate the existing situation of MSW management in Sri Lanka and India, a representative municipality was selected in each country. Life Cycle Assessment (LCA) was used as the tool to perform the environmental assessment of such MSW management systems.

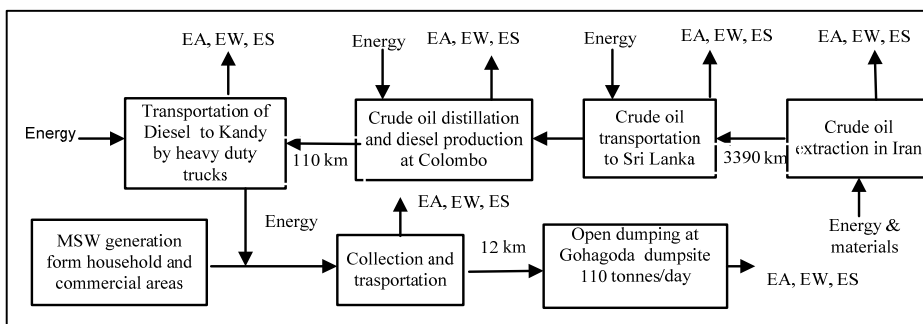
### 2.1 Evaluation of existing of MSW management system in Sri Lanka and India

Kandy municipal council was selected as the representative study location in Sri Lanka. Kandy is the Sri Lanka's hill capital, and also the capital of its Central Province. The composition of MSW in Kandy municipality [6] is similar to that of the average composition of Sri Lanka [7]. In addition, collection, transportation and final disposal are quite similar all over Sri Lanka. Kandy is the second largest city in Sri Lanka with 110,000 people living within the Municipality limit. At present, 110 tonnes per day of the MSW collected in the city are being dumped at the Gohagoda dumpsite, 3 km away from the Kandy city center.

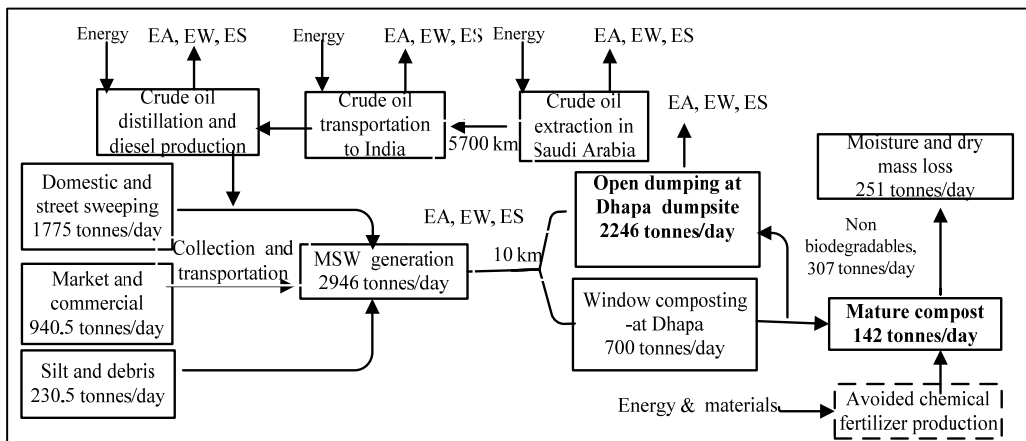
For India, Kolkata Municipal Cooperation (KMC) was selected to represent the general situation of MSW management in India. Kolkata is one of largest metropolitan cities in India catering to a population of almost 6 million and covering an area of 187 km<sup>2</sup>. At present, Kolkata city generates approximately 2,946 tonnes per day of MSW and the per capita generation is ca. 0.63 kg per day. A mechanized composting plant of 700 tonnes per day capacity is operating at Dhapa. The remaining fraction of the waste stream is being open dumped at the Dhapa dumpsite located 10 km away from the collection points [8].

### 2.2 Application of LCA methodology

Greenhouse gas (GHG) emissions from MSW degradation process is recognized as an important environmental burden resulting from poor MSW disposal methods in Asian developing countries [9]. In addition, existing systems use considerable amount of fossil energy leading to depletion of abiotic resources [9]. Therefore, to assess the severity of those impacts, global warming potential and abiotic resources depletion potential are considered as the most relevant environmental indicators in this study. The standard Life Cycle Assessment (LCA) methodology based on ISO 14040 is used to quantify such impacts [10]. The scope of the study includes raw material extraction and production of energy carriers, MSW collection and transportation, and final disposal. In addition, the system expansion approach was used to account for useful co-products. For instance, to understand the benefits of compost production in KMC, credits were provided for the avoided environmental burdens from the potential displacement of chemical fertilizer production from virgin resources. The functional unit was defined as 1 tonne of MSW management under the existing situation. The system boundary for the existing MSW management methods in Sri Lanka and India are shown in Figures 1 and 2.



**Figure 1: System boundary for existing MSW management system in Kandy, Sri Lanka (EA- Emission to air, EW- emission to water, WS- Emission to soil)**

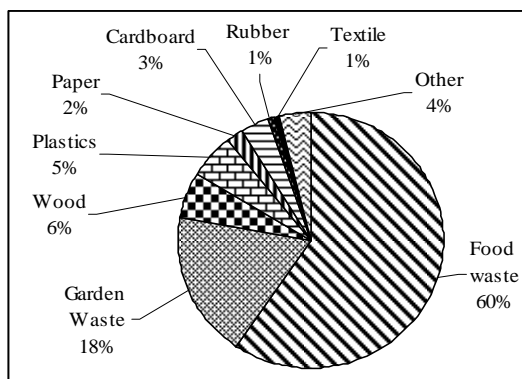


**Figure 2: System boundary for existing MSW management system in KMC, India**

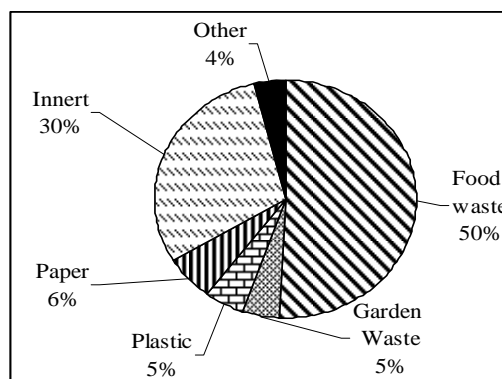
### 3. Results and discussion

#### 3.1 MSW characteristics of Sri Lanka and India

Global warming potential from open dumping is highly dependent on the physical characteristics of MSW. The physical composition of MSW in the selected municipalities was considered as shown in Figures 3 and 4. Based on the composition of MSW in Sri Lanka [6] and India [8], it is observed that the biodegradable fraction represents a major share of the MSW composition at 87% and 61% respectively. In addition, MSW in both countries is characterized by high moisture content in the range 45- 65% [8]. These factors provide favorable conditions to enhance the potential of methane production.



**Figure 3: MSW composition- Kandy – Sri Lanka**



**Figure 4: MSW composition- KMC- India**

#### 3.2 Environmental impacts assessment of MSW management in Sri Lanka and India

##### 3.2.1 Global warming potential (GWP)

The major GHGs emitted from the MSW management systems considered in this study are carbon dioxide ( $\text{CO}_2$ ), methane ( $\text{CH}_4$ ) and nitrous oxide ( $\text{N}_2\text{O}$ ). The impacts of GHGs are considered in terms of GWP over a 100 year-time horizon expressed in units of  $\text{CO}_2$  equivalent [11]. The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) waste model was used to estimate methane generation potential from dumpsites. It includes a First Order Decay (FOD) model and provides a time-dependent emission profile that reflects the true pattern of degradation process over a period of time. Based on the MSW characteristics and dumpsite conditions, calculated default values for Sri Lanka are  $\text{DOC}$ : -0.174, Fraction of  $\text{DOC}$  decomposing under anaerobic conditions,  $\text{DOC}_f$ : -0.5, Methane generation rate constant,  $k$ : -0.274 and Fraction of methane in landfill gases,  $F$ : -0.5. Those values for India are  $\text{DOC}$ : -0.109,  $\text{DOC}_f$ : -0.5,  $k$ : -0.214 and  $F$ : -0.5.

From the IPCC waste model it was found that methane emissions from open dumping occur over 35 to 40 years following waste disposal. Based on the derived default values for both locations, the estimated potential methane generation from one tonne of waste was estimated at 29 kg and 18 kg of  $\text{CH}_4$  in Sri Lanka and India respectively. Collection and transportation systems are responsible for emitting  $\text{CO}_2$  and  $\text{CO}$  from

fuel production and combustion during transportation. Moreover, GHG emissions from the compost production process in Dhapa were also accounted for. The estimated GWP from open dumping in both countries plus composting in India are shown in Figure 5. In comparison to impacts from final disposal, collection and transportation of MSW were found to contribute a minor share of the GWP with 0.8% and 1% for Sri Lanka and India respectively.

From Figure 5, it is observed that GWP from SWM in Sri Lanka is higher than that of India, which is mainly the result of the higher organic fraction of its waste (see Figures 3 and 4). It is also noticed that composting is characterized by a net negative global warming potential (-3kg of CO<sub>2</sub> equivalent per tonne of waste composted). This arises as a result of the corresponding amount of chemical fertilizer production that is avoided thanks to the compost production process (the average amounts of N, P<sub>2</sub>O<sub>5</sub> and K<sub>2</sub>O replaced by 1 tonne of compost are 7.1, 4.1 and 5.4 kg, respectively) [12]. It is noticed from Figure 5 that the compost production process enables reducing GWP by 24% as compared to open dumping only.

### 3.2.2 Abiotic resources depletion potential (ADP)

MSW management is associated with fossil energy consumption, especially for collection, transportation and operations. However, there is a possibility of reducing abiotic resources depletion using appropriate solid waste management technologies such as recycling and waste-to-energy treatment processes. Therefore, the ADP of existing MSW management systems in Sri Lanka and India were estimated. These are expressed in terms of grammes of antimony (Sb) equivalents.

Due to the inefficiencies of MSW collection and transportation systems in Sri Lanka and India, significant amount of fossil energy is being used. For instance, 1.5 L of diesel is required for transportation of one tonne of waste from collection points to dumpsite. Composting is also an energy demanding production process requiring 2L of diesel per tonne of organic waste. However, the composting production process can be credited based on the avoided amount of energy and materials that would otherwise be required for the production of a corresponding amount of chemical fertilizer. Therefore, as observed in Figure 6, the compost production process in India enables reducing ADP by 33% as compared to open dumping only. On the basis of one tonne of waste, the ADP of the MSW management system in India is lower than that of Sri Lanka due to the benefits provided by the composting process from avoided chemical fertilizer production.

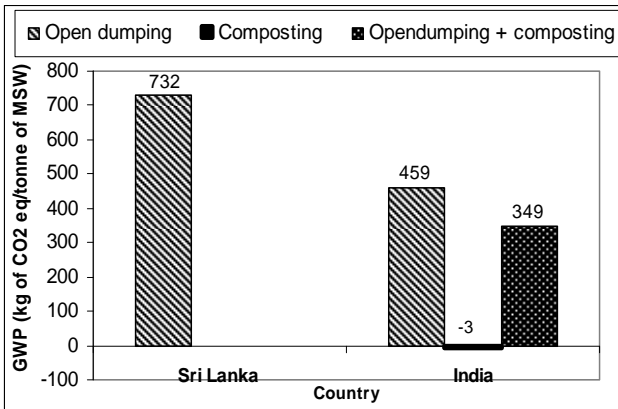


Figure 5: GWP of MSW management

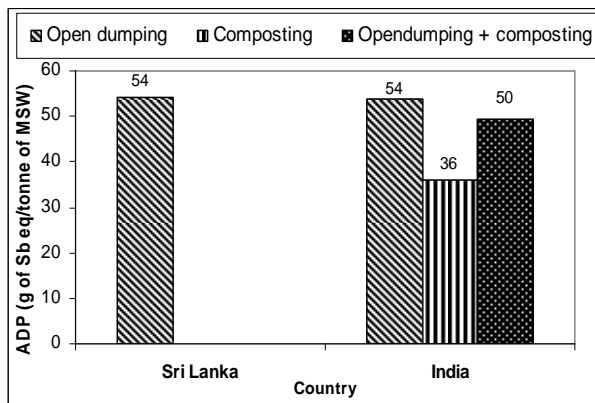


Figure 6: ADP of MSW management

### 3.3 Implementation of landfill gas to energy systems in Sri Lanka and India

As a possible option to enhance the environmental performance of MSW management in Sri Lanka and India, the promotion of landfill with landfill gas recovery system for energy was considered. The incorporation of a landfill gas collection system would enable to substantially reduce methane emissions and produce electricity from the collected gas. Assuming that the landfill gas collection system is efficient to recover 75% of the generated landfill gas using available technology, there is potential of generating 235 kWh and 147 kWh electricity per tonne of MSW landfilled in Sri Lanka and India respectively. Electricity production from landfill gas enables to provide benefits in terms of avoided GHG emissions and abiotic resources depletion that would have otherwise occurred from a corresponding amount of conventional (fossil based) electricity production. Such landfill gas to energy systems were found to contribute reducing GWP by 71% for the Sri Lankan case and 80% for the Indian case. Electricity production from landfill gas was also found to

contribute a substantial reduction in abiotic resources depletion by as much as 1077% for Sri Lanka and 641% for India.

#### **4. Conclusion**

Existing poor MSW management systems in Sri Lanka and India are responsible for serious environmental damages. According to the environmental evaluation performed in this study, it has been found that the composting system at KMC in India has contributed to reducing GWP and ADP by 24% and 33% respectively as compared to open dumping of MSW only. For both Sri Lanka and India, it was found that the introduction of a landfill technology with landfill gas recovery system for electricity production offers important potential of environmental performance improvement as compared to the existing situation. The results of this study are useful in setting a baseline against which environmental performance of alternative MSW management options can be assessed.

#### **5. Acknowledgement**

The authors gratefully acknowledge the Joint Graduate School of Energy and Environmental, Thailand for the financial support provided for this research.

#### **6. References**

- [1] C.K. Vidanaarachchi., S.T.S. Yuen and S. Pilapitiya. 2006. Municipal solid waste management in the Southern Province of Sri Lanka: Problems, issues and challenges. *Waste management*, 26; 920–930.
- [2] A.V. Shekdar, 2008. Sustainable solid waste management: An integrated approach for Asian countries, *Waste Management*, 29(4); 1438–1448.
- [3] A. Wel and V. Post. 2007. Solid Waste Management in Sri Lanka: Policy & Strategy. WASTE project report. Nieuwehaven 201, 2801 CW Gouda, The Netherlands.
- [4] E.G.W. Gunawardana., B.F.A. Basnayake., S. Shimada and T. Iwata. 2009. Influence of biological pre treatment of municipal solid waste on landfill behaviour in Sri Lanka. *Waste Management & Research*, 27(5); 456-462.
- [5] T. Hazra and S. Goel, 2009. Solid waste management in Kolkata, India: Practices and challenges. *Waste Management*, 29; 470–478.
- [6] S.N.M. Menikpura and B.F.A. Basnayake. 2009. New applications of ‘Hess Law’ and comparisons with models for determining calorific values of Municipal Solid Wastes in Sri Lankan context . *Renewable Energy*, 34; 1587–1594.
- [7] Database of Municipal SolidWaste in Sri Lanka. 2005. Ministry of environmental and natural resources, Pollution control division. Battaramulla, Sri Lanka.
- [8] S. Chattopadhyay., A. Dutta and S. Ray. 2009. Municipal solid waste management in Kolkata, India – A review . *Waste Management*, 29; 1449–1458.
- [9] U.N. Ngoc., H. Schnitzer. 2009. Sustainable solutions for solid waste management in Southeast Asian countries. *Waste Management*, 29; 1982–1995.
- [10] J.B. Guinée, M. Gorrée., R. Heijungs et al., 2001. Life Cycle Assessment - An Operational Guide to the ISO Standards. Ministry of Housing,. Spatial Planning and the Environment (VROM), and Centre of Environmental Science, Leiden University (CML), The Netherlands.
- [11] IPCC. 2006. IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S, Buendia L, Miwa K, Ngara T and Tanabe K (eds). Published: IGES, Japan.
- [12] C. Liamsanguan and S.H. Gheewala. 2008. The holistic impact of integrated solid waste management on greenhouse gas emissions in Phuket. *Journal of Cleaner Production*, 16; 1865–1871.



# HIGH TEMPERATURE LOW SAG CONDUCTORS IN POWER SYSTEM WITH WIND POWER FARMS

O. Malyszko, S. Szkolny, M. Zenczak

West Pomeranian University of Technology, Gen. Sikorskiego 37, Pl 70-313 Szczecin, [michal.zenczak@zut.edu.pl](mailto:michal.zenczak@zut.edu.pl)

**Keywords:** wind power farm, power system, high temperature low sag conductors.

**Abstract:** The paper presents analysis of aims of usage of high temperature conductors for power transmission with big changes of currents during twenty-four hours, what is typical for power system with wind power farms. Results of calculation for high temperature conductors are compared to results for traditional conductors. Analysis takes into consideration different costs of energy transmission during different settling zone. Comparison of total costs of energy losses in line with common AFL conductors with the costs of energy losses in line with HTLS conductors shows, that costs of energy losses during several or dozen or so years in line with HTLS conductors are much more higher than in line with AFL conductors and they are comparable to the costs of building new line.

## 1. Introduction

The basic criterion of current-carrying capacity of power transmission lines is maximum permissible sag, which is connected with minimal distances between conductors and ground or objects crossed by 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 highest permissible temperature of new conductors achieves even +250°C [2, 3]. Such the conductors create new chances of increasing of current-carrying capacity of lines. Besides the high temperature conductors have very profitable mechanical properties. Their sag is low. Therefore high temperature conductors with low sag are called HTLS. They are suited for modernization of old power transmission lines with low pylons and for building new power transmission lines of high transmission capability. On first point of view comparison of properties of common AFL conductors with HTLS conductors indicates, that HTLS conductors are much more profitable than common AFL conductors. However keeping of high temperature of conductors is connected with high energy losses  $\Delta E$ , because of higher resistance  $R$  for higher temperature (energy losses proportional to resistance) and higher losses for higher currents  $I$  (energy losses proportional to second power of current):

$$\Delta E = I^2 R t \quad (1)$$

Therefore comparison of HTLS conductors with common AFL conductors should take into consideration energy losses. If the full current-carrying capacity of HTLS conductors is used, then big energy losses arise in conductors. On the other hand the application of monitoring of real temperature of conductors can cause, that common AFL conductors can be sufficient solution for increasing current-carrying capacity. On first point of view application of HTLS conductors is profitable for big currents but in short period of time. Such the situation occurs when there are wind power farms in power system. Statistical data for Poland shows, that wind power farms work with full rated power for short period of time. Then HTLS conductors are adequate in power system with wind power farms (WPF). The paper presents the results of calculation for different cases of weather for HTLS conductors and for common conductors with monitoring of temperature.

## 2. Energy losses in line by constant load

The HTLS conductors can lead much higher currents than common AFL conductors because of higher permissible temperature and low sag. However energy losses depend on second power of currents and resistance, therefore energy losses are quite high by high currents. Besides the resistance is two times higher by temperature 200°C, than by temperature 20°C. This phenomenon causes additional increase of energy losses. Table 1 presents costs of energy losses for 1 km if an average cost of energy is equal 150 PLN for 1 MWh.

The following weather conditions are taken:

- Summer: sun radiation 900 W/m<sup>2</sup>, temperature of environment 30°C,
- Winter: sun radiation 720 W/m<sup>2</sup>, temperature of environment 20°C.

Wind speed 0.5 m/s, thermal emission factor  $\epsilon = 0.8$ . The wind is perpendicular to conductors. The conductor achieves temperature of 200°C in such the weather conditions by the current 1192 A. Calculations were done for constant load 1192 A during 8760 hours.

Three different lines were analyzed:

- Line with HTLS conductor 240 mm<sup>2</sup>,
- Double circuit line with 2×AFL-6 240 mm<sup>2</sup>, (the highest permissible current in summer 645 A for one circuit),
- Double circuit line with 2×AFL-8 525 mm<sup>2</sup>, (the economical current density 1 A/mm<sup>2</sup> is achieved by nearly 1192 A).

Table 1. Results of the calculations of energy losses

	Line	Energy losses in year [MWh/1km]	Costs of energy losses [PLN/1km]
1.	HTLS 240	8476.0	1271400
2.	2 x AFL-6 240	1446.9	217000
3.	2 x AFL-8 525	611.5	91700

Results of calculations show, that full usage of current carrying capacity of HTLS conductors causes high energy losses and big cost of transmission. The cost of building of 1 km of new 110 kV line is 400 000 – 700 000 PLN/km. Thus annual costs of energy losses are higher than costs of building new line. If the same energy were transmitted by the conventional lines 2 x AFL-6 240, the costs would be near six time lower. If transmission of energy were done by conventional 2 x AFL-8 525 lines, the costs would be much lower. In real conditions load is not constant and there are better conditions for cooling of conductors than in above presented analysis. Therefore analysis should take into consideration load variation, changing weather conditions and different settling zones. The earlier analysis did not take into considerations different settling zones [1]

## 3. Energy losses in line connecting WPF with power system

The highest current 1192 A (the highest current-carrying capacity of HTLS conductor in summer by temperature of conductor 200°C) appears in 110 kV overhead line connecting WPF with power system, when the WPF contains 114 single 2 MW wind power plants.

The typical model of WPF was analyzed:

$$P(V) = \begin{cases} 0 & \text{for } V < 5 \text{ m/s} \\ a + bV^3 & \text{for } 5 \text{ m/s} \leq V < 15 \text{ m/s} \\ P_{max} & \text{for } 15 \text{ m/s} \leq V \leq 25 \text{ m/s} \\ 0 & \text{for } V > 25 \text{ m/s} \end{cases} \quad (2)$$

The highest power  $P_{max} = 2$  MW. Coefficients  $a = -1/13$ ,  $b = 1/1625$ . The Weibull distribution has been found to give a good representation of the variation in hourly mean wind speed over a year at many typical sites:

$$p(V) = \left(\frac{k}{\lambda}\right) \left(\frac{V}{\lambda}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{\lambda}\right)^k\right) \quad (3)$$

Where:  $\lambda > 0$  – scale parameter,  $k > 0$  – shape parameter. A special case of the Weibull distribution is Rayleigh distribution, with  $k = 2$ , which is actually a fairly typical value for many locations. In this case relationship (3) has the following form:

$$p(V) = \frac{2V}{\lambda^2} \exp\left(-\left(\frac{V}{\lambda}\right)^2\right) \quad (4)$$

Where expected value of wind speed:

$$EV = \lambda \frac{\sqrt{\pi}}{2} \quad (5)$$

Figure 1 presents output approximate characteristic of WPF.

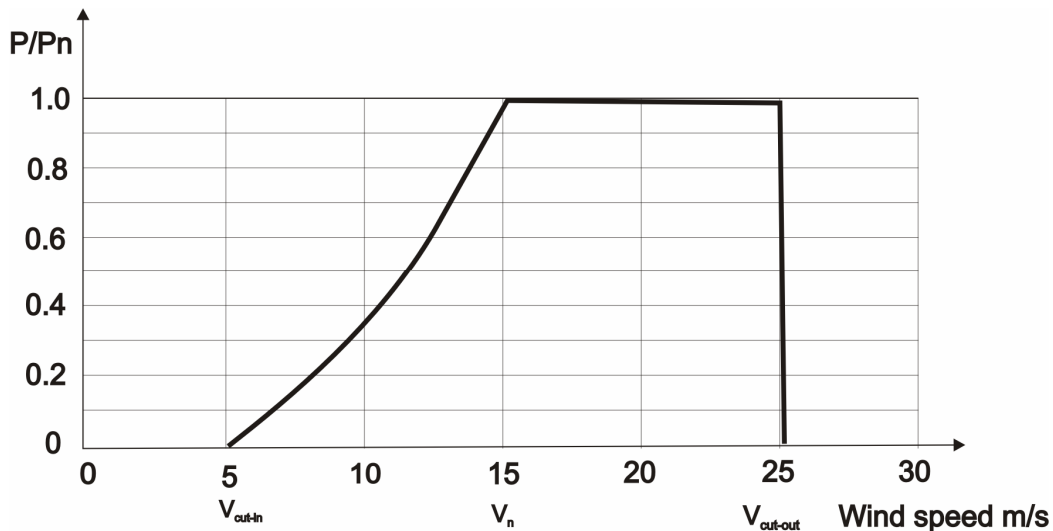


Fig. 1. Approximate output characteristic of wind power farm

For this model (equations (2) and (4)) and for  $\lambda = 9$ , average power is equal to 51.37 MW, that is 22.5%  $P_{max}$ . This value is typical for Poland. The total annual energy generation is: 450 GWh. WPF works with the power  $P_{max} = 228$  MW during 6.17% of time (540.8 h/a). During 26.6% of time (2330.2 h/a) WPF does not work.

The further calculations were done for different conditions for cooling conductors. The scale parameter  $\lambda = 9$  m/s.

Table 2 contains results of calculations of energy losses for constant resistance of conductors.

The presented results were obtained for constant costs of energy (150 PLN/MWh). However a cost of energy is not constant. There are different settling zones. Table 3 contains costs of energy for particular settling zone.

Table 2. Results of the calculations of energy losses for constant resistance of conductors

	Line	Energy losses in year [MWh/1km]	Costs of energy losses [PLN/1km]
1.	HTLS 240	643.8	96570
2.	2 x AFL-6 240	321.9	48285
3.	2 x AFL-8 525	147.1	22065

Tables 4, 5 and 6 contain results of calculations of energy losses. These calculations took into consideration variability of resistance of conductors caused by the temperature. Maximal costs are calculated for the situation when maximal generation in WPF is simultaneous with the highest costs of energy. While minimal costs occur when maximal level of generation in WPF is simultaneous with the lowest energy costs. Table 4 shows the case, when conductors are being cooled by the wind with constant speed  $V = 0.5$  m/s. Table 5 shows the case, when the conductors are being cooled by the same wind like wind acting on the WPF. These both values are the boundary condition:  $V = 0.5$  m/s is the lowest range and  $V = V_{WPF}$  is the highest range of wind speed cooling conductors.

Table 3. Costs of energy for particular settling zone

	Settling zone	Duration [h]	Costs of energy losses [PLN/MWh]
1.	Forenoon peak load	6	185
2.	Afternoon peak load	4	270
3.	Rest of 24 hours	14	115

Table 4. Energy losses for wind speed  $V = 0.5$  m/s

	Line	Annual energy losses [MWh/1km]	Minimal costs of energy losses [PLN/1 km]	Maximal costs of energy losses [PLN/1 km]
1.	HTLS 240	1026.7	118100	256600
2.	2 x AFL-6 240	386.5	44500	98800
3.	2 x AFL-8 525	168.3	19400	42900

Table 5. Energy losses for wind speed  $V_1 = V_2$

	Line	Annual energy losses [MWh/1km]	Minimal costs of energy losses [PLN/1 km]	Maximal costs of energy losses [PLN/1 km]
1.	HTLS 240	728.2	83800	186000
2.	2 x AFL-6 240	345.1	39700	87900
3.	2 x AFL-8 525	156.7	18000	39900

In real country conditions wind cooling conductors has the intermediate speed. This speed is the results of shape of ground, forests and route of power transmission lines.

Besides the nacelles of 2÷3 MW wind power farms are much higher above the ground than conductors of power transmission lines. The distance between axis of wind power plant and the ground is about 80 ÷ 100 m, while the distance of phase conductors to ground is higher than 6 m, but in normal conditions not higher than 10÷25 m. Vertical distribution of wind speed has the following form:

$$V_1 = V_2 \left( \frac{h_1}{h_2} \right)^\alpha \quad (6)$$

Where:  $V_1$  and  $V_2$  – wind speeds on the height  $h_1$  and  $h_2$ ,  $\alpha = 0.12 \div 0.5$  – coefficient depending on roughness of ground and time of averaging of wind speed.

The following situation is typical: distance between conductors and ground  $h_1 = 10\div 13$  m, while distance between nacelle and ground  $h_2 = 100$  m. Thus for  $\alpha = 0.3$ :  $V_1 = 0.5V_2$ . Table 6 shows the results of calculation for  $V_1 = 0.5V_2$ .

Table 6. Energy losses for wind speed cooling conductors  $V_1 = 0.5V_2$

	Line	Annual energy losses [MWh/1km]	Minimal costs of energy losses [PLN/1 km]	Maximal costs of energy losses [PLN/1 km]
1.	HTLS 240	762.8	87800	195200
2.	2 x AFL-6 240	349.7	40200	89100
3.	2 x AFL-8 525	157.5	18100	40100

#### 4. Conclusions

On first point of view application of HTLS conductors is profitable for big currents but in short period of time. Such the situation occurs when there are wind power farms in power system. Statistical data for Poland shows, that wind power farms work with full rated power for short period of time. Then HTLS conductors are adequate in power system with wind power farms.

Comparison of total costs of energy losses in line with common AFL conductors with the costs of energy losses in line with HTLS conductors shows, that costs of energy losses in line with HTLS conductors are much more higher than in line with AFL conductors and during several or a dozen or so years are comparable to the costs of building new line.

The final decision: HTLS or common AFL conductor with monitoring of temperature should take into consideration the following problems:

- expected load and its chart,
- country conditions and route of line,
- expected weather conditions, especially wind and sun,
- technical state of line,
- possibility of development of power system,
- environmental factors (electric and magnetic fields)
- economical factors.

Sometimes the most difficult problem is obtaining consent to building new line from owners of grounds. However this problem is related to building new line independently of type of conductor. Choice of type of conductor is most important during modernization of line.

#### 5. References

- [1] Małyszko O., Szkolny S., Zeńczak M.: Zastosowanie przewodów wysokotemperaturowych przy podłączaniu farm wiatrowych, *Wiadomości Elektrotechniczne*, (2010) nr 4, pp. 28-29.
- [2] Siwy E., Przygodzki M.: Zdolności przesyłowe linii napowietrznych przy generacji mocy w źródłach wiatrowych, *Rynek Energii*, 80 (2009) nr 1, pp. 16-21.
- [3] Siwy E., Żmuda K.: Intensyfikacja wykorzystania sieci w spółce dystrybucyjnej, *Przegląd Elektrotechniczny*, 85 (2009) nr 3, pp. 243-246.

# Wind-Hydrogen-Biomass

## The Hybrid Power Plant of ENERTRAG AG\*

A. Mieke, T. Luschtinetz, J. Lehmann, C. Sponholz  
*FH-Stralsund - IRES, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, andreas.mieke@fh-stralsund.de*  
W. Diwald, M. Wenske, F. Gamallo  
*ENERTRAG AG, Gut Dauerthal, 17291 Dauerthal*

*\*) Presented firstly on 18th World Hydrogen Energy Conference 2010, Essen - Germany,  
in Session "Hydrogen from Renewable Electricity"*

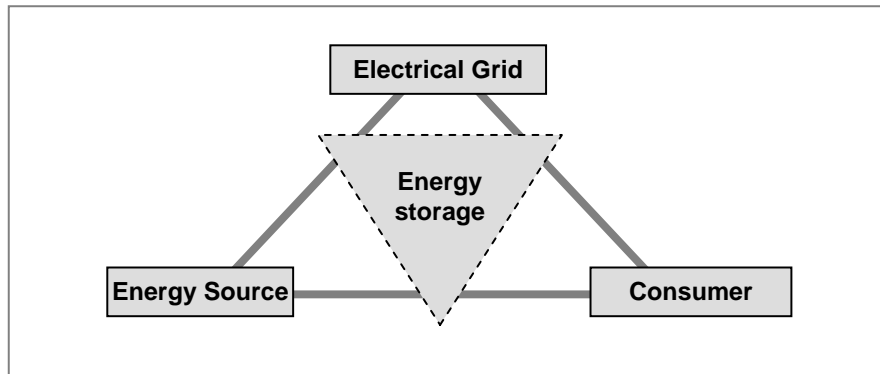
### Summary:

The ENERTRAG Hybrid Power Plant is designed around the following components: three wind turbines of 2 MW each, an electrolyser of 500 kW, a hydrogen storage system, and two CHP units of 350 kW each, able to run with variable mixtures of biogas and hydrogen. The use of the electrolyser - acting as a deferrable load, and running under variable power - and the possibility of reconvertng the hydrogen again into electricity will allow a feeding-in of the produced electricity to the grid, free of any of the changing characteristics of the wind power. Besides of that renewable electricity, the Hybrid Power Plant will also be able of delivering hydrogen as a clean fuel for the transport sector, as well as oxygen and heat. The project will show that renewable energy sources, like wind and solar, will be able, in the future, of producing back-up power without any support of fossile sources; and also of feeding electricity to the grid as a part of the base-load demand. As a first step towards this direction, the project has the goal of assuring that the energy production of the three wind turbines will be in accordance to the 24-h-forecasted wind power values.

### 1 Wind energy within the electrical energy mix

The natural variability of the instantaneous power supplied by wind turbines can seriously affect the stability of voltage and frequency in power grids. This influence largely depends on the penetration level (fraction of wind power present in the instantaneous energy mix), and will produce no noticeable consequences if maintained below a value of 10 % of installed capacity [1]. At present, this level has already been exceeded, and prognoses show that in 2020, in Germany, the electricity produced by renewable sources will even exceed the total demand during several hours a year [2].

In consequence, the base power generation demand will decrease, while intermediate and peak power generation demand will increase within the following years. However, even if only based on conventional sources, electricity systems – supply and demand – are inherently highly variable, and are influenced by a large number of planned and unplanned factors. The issue, therefore, is not one of variability or intermittence per se, but how to predict, manage and compensate variability, and what tools can be utilised to improve the grid efficiency by using additional energy storages [3, 4].

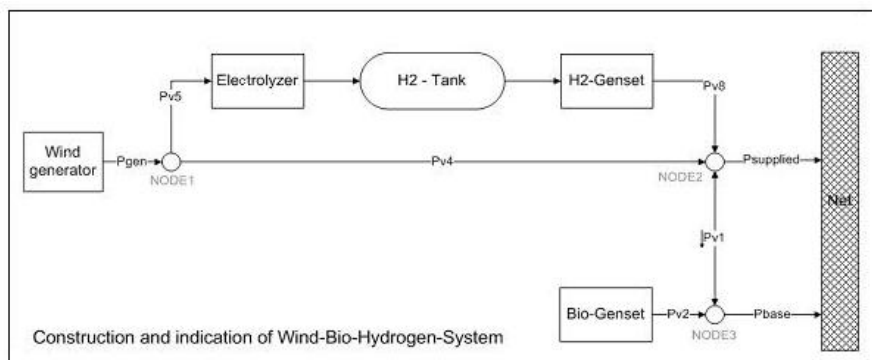


**Figure 1: Integration of energy storages**

The already-established controls method and backup available for dealing with variable demand and supply are more than adequate for dealing with the additional variable supply such as wind power at penetration levels up to around 20 % of gross demand, depending on the nature of the specific system. For larger penetration levels, changes are needed both in the structure of the power systems and in their methods of operation, in order to be able of accommodating the further integration of wind energy.

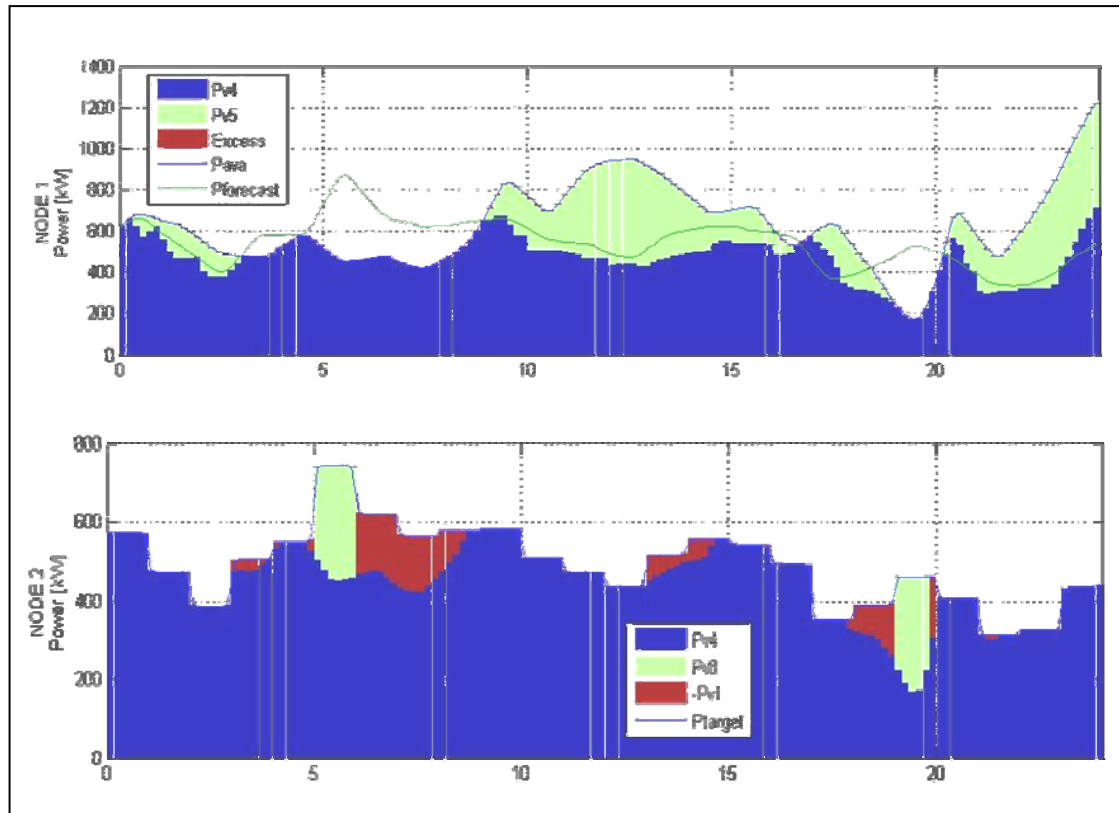
## 2 Integration of wind energy by coupling with some energy storage system

A wind-hydrogen-system is designed as in the model of figure 3. In this case, the wind energy is partly converted into hydrogen by an electrolyser (PV5). As a fuel, it can also be sold to the market. This option could be a further step towards a global hydrogen infrastructure based on renewable energies.



**Figure 2: Configuration of model for H2-storage integration**

On the other hand, the hydrogen is used by a genset (PV8) to improve the electrical output characteristic of the overall system. Wind energy which is not used by the electrolyzer is fed directly to the grid (PV4). A genset based on biogas works as the third power source (PV2) within that system. This power, in addition to a part of the wind power, form the base power (node3) that is fed to the grid.



**Figure 3: Simulation results for 24h**

The dynamic part of power supply (node2) is defined 24 hours ahead, taking into account wind forecast, H<sub>2</sub>-tank status and biogas potential. Related to the real wind power yield, the power difference is supplied by the gensets. The lower diagram in figure3 displays the situation for one day. Both gensets with a minimum activation level (step-in limit) are controlled following a priority class.

One strategy of hydrogen production is simulated in the upper diagram in figure 3. Within this day the power forecast and the real power input differs in positive and negative directions. The gaps are filled as explained before. The wind power above the target value is used by the electrolyzer running under a variable power mode.



### 3 Practical tests of variable-power electrolysis

Currently, the most extended electrolysis technology is that of the bipolar, alkaline units, using an aqueous solution of KOH, around 28 % v/v. The average efficiency of the currently available electrolyzers is between 75 % and 80 % ( HHV ), even when efficiency values higher than 80 % under full power ( up to 90 % at 20 % load ) have been reached on experimental, industrial-sized units.

Despite being a long-term established industrial technology, the production of H<sub>2</sub> by electrolysis will still require some research, in order to be capable of dealing with the natural variability of the wind-generated power. Almost all the experience already acquired about water electrolysis is valid only for steady operation. The industrial utilisation of electrolyzers is largely based on stable, nominal-power operation, with very seldom and controlled start and shut-down cycles, performed in comparatively extended time periods. So, the concrete experience in operating electrolyzers under a non-steady power regime, with relatively sudden power fluctuations; still seems not to be enough for allowing this technology to widely enter the commercial market. Even when several wind-hydrogen pilot plants were already built and tested, definitive results were still not attained [5].

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

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

## 4 The ENERTRAG Hybrid Power Plant

One of the technical goals to be achieved is the balance of the energy inputs and outputs over a certain time. Also, the overall grid situation has to be taken into consideration. The economical characteristics of the market are the second important group of aspects to focus on while operating a combined wind-hydrogen-system. Depending on the attainable price for electricity and for hydrogen, the more lucrative energy form should be produced at any moment. Furthermore, the price distribution pattern over a day or a week is considered in such a way that the periods of price peaks are preferred for the sale of electricity.

About two years ago, ENERTRAG AG, a leading company in the field of wind energy production, started, in cooperation with the University of Applied Sciences of Stralsund and some other academic institutions; the design of a hybrid power plant, comprising several wind turbines, a biogas generator, an electrolyzer, and several other components; oriented to balance the electrical output of the wind turbines in such a way that it could be easily admitted by the grid. The plant is already under construction, and it is expected to enter into full service in the upcoming year.

The hybrid power plant will be integrated in the ENERTRAG's own energy grid. So, during the periods when the grid cannot accept all the available wind power, the non-dispatchable surplus will be used for producing hydrogen, in order to reduce the net electricity offer, bringing it near to the demanded values.

On the opposite, during periods of high electricity demand, the hydrogen will be mixed with biogas, and used to fuel two 350 kW, high-efficiency CHP (combined-heat-and-power) units; in which it will be converted again into electricity, in a CO<sub>2</sub>-neutral way, for serving the grid. Simultaneously, the CHP units will also produce heat, out of that hydrogen-biogas mixture, that will also be utilized.

In accordance to several different operation strategies, it will not only be possible to produce hydrogen for reconvert it into electricity, but also for furnishing some kind of external demand (i.e. the transportation sector). So, the hybrid power plant could be not only able of supplying electricity and heat, but also pure hydrogen to be used as fuel. The possibilities of using the co-generated oxygen (eventually for non-energetic purposes as waste water treatment, water purification, air enrichment, etc.) is also considered [6].

## 5 Summary

Hydrogen production, by means of water electrolysis, can undoubtedly offer a suitable alternative for dampening the severe power fluctuations that could take place in electrical grids having a high penetration of wind energy; consequently reducing or even avoiding the need of wind power curtailment.

Such an operation mode could allow a wind park to deliver firm, ensured power to the grid, thus contributing to the stability of the whole system. The option of hydrogen production could be a further step towards a global hydrogen infrastructure [7] based on renewable energies.

Simulations show the benefits of such combined systems and allow testing in advance a variety of different operations modes. Tests and analysis under a variable power regime have been performed only at laboratory and pilot-project scales. For properly knowing the dynamical behaviour of such systems, long-term testing of industrial-sized units is necessary.

A factor seriously affecting a fast integration of the electrolysis technology to the energy market, is the fact that the current offer of industrial-scaled electrolyzers is low (a comprehensive list of manufacturers can also be found at [8]). For this reason, prices are high, and delivery times may often be quite long.

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

## References

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln, Februar 2005
- [2] IWES, Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche, Kassel 2009
- [3] Lehmann, J.; Miede, A.; Sponholz, C; Luschinetz, O. "Wasserstoff – Medium zur Speicherung von regenerativ erzeugter Elektroenergie, Untersuchungen zu Netzkapazität, Infrastruktur und Wirtschaftlichkeit in Mecklenburg-Vorpommern". Studie des Instituts für Energie und Umwelt (IFEU) e.V. an der FH Stralsund, 2004 – 2005
- [4] EWEA. "Large Integration of Wind Energy in the European Power Supply: analysis, issues and recommendations". Brussels, Belgium, December 2005, [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/grid/051215\\_Grid\\_report.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/grid/051215_Grid_report.pdf)
- [5] Varkaraki and S. Thomas, Comparison of hydrogen storage options for wind hydrogen plants, Centre for Renewable Energy Sources, Greece, XVI. Symp. Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund 2009
- [6] ENERTRAG AG. " ENERTRAG Hybridkraftwerk – Kurzbeschreibung" ( in german language ). Currently available under: [http://www.enertrag.com/download/praesent/hybridkraftwerk\\_kurzinfo\\_090417.pdf](http://www.enertrag.com/download/praesent/hybridkraftwerk_kurzinfo_090417.pdf), 12.01.2010
- [7] LBST – Ludwig Bölkow Systemtechnik. "Hydrogen Filling Stations Worldwide". <http://www.h2stations.org/>, 12.12.09
- [8] Michael Wenske, Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse, XV. energie – symposium Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund 2008

# The First in Poland Demonstrative ORC Power Plant of Low Power Output

Władysław. Nowak\*, Aleksandra Borsukiewicz-Gozdur\*, Wojciech Klonowicz\*\*,  
Aleksander A. Stachel\*, Paweł Hanausek\*\*, Piotr Klonowicz\*\*\*, Radomir Magiera\*\*\*  
*\*West Pomeranian University of Technology, al. Piastów 19, 70-310 Szczecin aborsukiewicz@zut.edu.pl,*  
*\*\*Turboservice Sp. z o.o., ul. Wróblewskiego 38A, 93-578 Łódź, wklonowicz@turboservice.com.pl,*  
*\*\*\* Łódź University of Technology, Wólczańska 219/223, 93-005 Łódź, pklonowicz@gmail.com,*

**Key words:** ORC, working fluid, waste heat utilization, geothermal energy

**Abstract:** A description of the power plant working according to the organic Clausius-Rankine cycle (ORC) and developed at the Department of Heat Engineering (KTC), West Pomeranian University of Technology in Szczecin, is presented. The ORC power plant is powered by the low temperature heat of hot water with the temperature of up to 100°C. The hot water heat is here converted into mechanical energy that is generated by a turbine and used to drive a centrifugal air compressor. The ORC turbine is supplied with dry, saturated vapour of the R227ea working fluid of low boiling point. The working fluid vapour is generated in a combined preheater-evaporator heat exchanger. The results of calculations and experimental measurements are presented and supplemented with conclusions derived from the ORC power plant operation. Perspective modernization of the ORC power plant scheme is also outlined.

## 1. Introduction

The present paper results from the research and development project financed by the Polish Ministry of Science and Higher Education (Project No. R06 015 01) and completed at the Department of Heat Engineering (KTC), West Pomeranian University of Technology in Szczecin. Within the project framework an experimental test rig of the ORC power plant was designed and built, with a goal to simulate the operation of a small geothermal power plant.

In view of the great resources of geothermal water in Poland, available at temperatures of 110°C to 150°C, the main goal to build a small ORC power plant was to show that those geothermal water resources can be utilized to produce electricity. To this end, the Polish company Turboservice Sp. z o.o., with support of the Technical University of Lodz, was selected to design and build a test rig that simulates the operation of a small, complete ORC power plant. The resulting ORC power plant is supplied with hot water from the district heating system, on assumptions that up to 6m<sup>3</sup>/h of hot water with the temperature of up to 110°C can be available, and the working fluid leaving the condenser can be kept at constant temperature of 20°C.

To prepare the order to design and build that small ORC power plant, the KTC team completed a broad analysis concerning fundamental assumptions for such order, including achievable input parameters and selection of the most appropriate working fluid, [1, 2].

The working fluid of the ORC power plant should conform to various requirements concerning its chemical and thermodynamic properties, commercial characteristics (price, availability), and its influence on environment (ODP and GWD factors). Another important issue results from the effects of the working fluid on the materials of the individual power plant components. E.g., zinc, magnesium, lead as well as aluminum alloys with magnesium content above 2% should be excluded for R227ea. All halogen derivative working fluids can then cause swelling of elastomers and plastics that are frequently used in sealing systems. Therefore, recommendations of manufacturers of both the working fluid and prospective component materials must be here strictly observed.

Inflammability and explosion hazards are very important factors in selection of the working fluids. Note that such properties are principally defined at the conditions of atmospheric pressure and room temperature.

The "good" working fluid should be characterized by a possibly small pressure difference for the required working temperature range. That working fluid feature is determinant in respect to the turbine design (number of stages, axial or radial type).

Practically, there are no working fluids that are capable to fulfill all the requirements mentioned above and discussed in detail in [1, 2, 3]. Selected working fluids that can be used for the ORC power plants are presented, together with their physical parameters, in [1, 3]. The environmental requirements concerning the usage of the working fluids can be derived from [4].

It should be thus underlined that the proper choice of the working fluid is the most important step in the design of the power plant cycle. There are two optimising procedures to select the working fluid for the ORC power plant. The first one leads to the working fluid that provides for the highest efficiency of the energy conversion. The second one leads to the working fluid that ensures the optimum design of the turbine, for the assumed power plant output power.

In [1], for the assumed supply of the evaporator with hot water volume flow of 4 m<sup>3</sup>/h at 110°C, plots of the turbine power output variations are presented for R227ea, R713 (water) and R22. As result, the R227ea working fluid appears to be the optimum choice for the assumed hot water temperature level.

For the analysis quoted above, the constant internal efficiency of the turbine,  $\eta = 0.8$ , was assumed. With that assumption, the turbine power output is determined to range between 22kW and 28kW. For the possibility to analyze the power plant operation at varying parameters the power plant components, and the evaporator, condenser and working cycle pump in particular, should be designed with excess as far as their heat transfer capability and volume flow range are concerned. The turbine power output given above was achieved on assumption that the heat flow supplied with the hot water could reach the value of 233 kW, which corresponded to the hot water temperature drop at the evaporator from 110°C to 60°C.

In spite of the adopted structural simplicity of the power plant the following control and measurement system had to be provided:

- measurement and control of the hot water mass flow and temperatures upstream and downstream of the evaporator,
- measurement and control of the working fluid mass flow,
- measurement of the working fluid temperature: liquid phase and vapour phase, upstream and downstream of the evaporator, respectively,
- protection against the working fluid leakage through the turbine shaft sealing by means of the buffer gas system,
- measurement of the working fluid vapour pressure at the turbine inlet,
- measurement of the turbine rotational speed,
- vapour shut-off valves upstream and downstream of the turbine,
- measurement of the working fluid temperature: vapour phase and liquid phase, upstream and downstream of the condenser, respectively,
- measurement and control of the cooling water mass flow and temperature upstream and downstream of the condenser,
- measurement of the turbine power output.

The measurement and control systems of auxiliary devices are not included in the above specification.

## 2. The small ORC power plant test installation

Taking into account the available financial resources the following design concept was adopted for the cycle turbine:

- small high speed one stage axial turbine driving a centrifugal air compressor, both assembled on a common shaft;
- high speed roller bearings of the shaft;
- absolute shaft sealing system on the turbine side, by means of the buffer gas (air) arrangement.

One dimensional approach was used to design the turbine flow channels, with the flow path verification and adjustments by means of the ANSYS CFX computer code. The turbine rotor wheel had the outer diameter of 58 mm and cylindrical blades.

For the assumed nominal parameters of the turbine:

- working fluid mass flow: 2 kg/s
- inlet vapour pressure: 12.6 bar
- inlet vapour temperature: 63 °C
- outlet vapour pressure: 3.9 bar
- outlet vapour temperature: 38 °C
- shaft rotational speed: 28 000 rev/min

and by using numerical computations with parameters:

- stationary approach
- approx. 270 000 grid nodes (100 000 for the guide vane, 170 000 for the rotor wheel channel)
- SST turbulence model
- R227ea vapour described as real gas (Redlich-Kwong equation of state)
- boundary condition: mass flow and the temperature values assumed at the inlet to the guide vane section, static vapour pressure value assumed at the outlet of the turbine wheel blade row

the turbine power output of 24.9 kW was received.

The overall view of the small ORC power plant test installation located at the Heat Engineering Department in West Pomeranian University of Technology, Szczecin laboratory is shown in Fig. 1, and the high speed turbine is shown in Fig. 2.

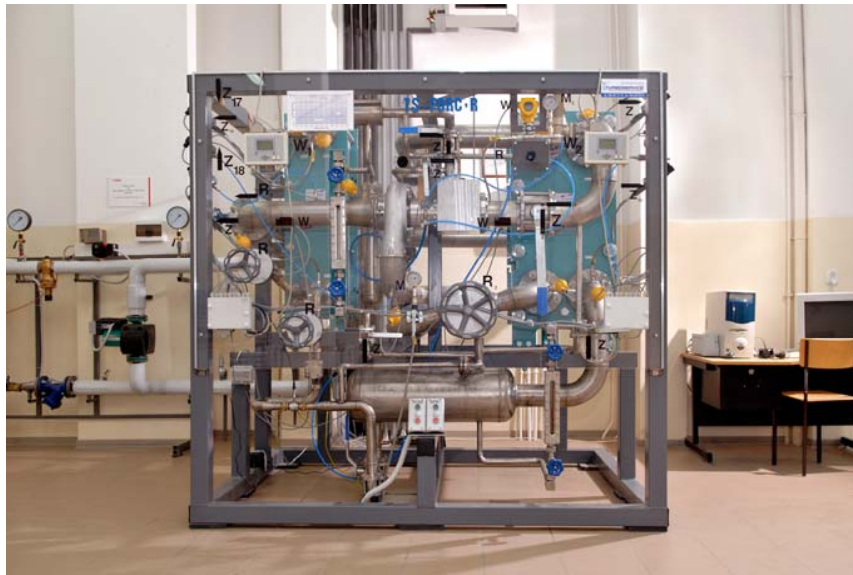


Fig. 1 General view of the small ORC research installation



Fig. 2 General view of the high speed turbine and centrifugal compressor set

### 3. Results of the experimental measurements

The data registered by the measuring devices were recorded directly in a computer and, together with the corresponding calculation outputs, were presented in tabular form in [1]. In the present paper, only the most important results presented in graphical version are produced.

Thus, the liquid-vapour phase chart of the R227ea working fluid is given in Fig. 3, whereby the main physical parameters of that fluid are collected in Table 1.

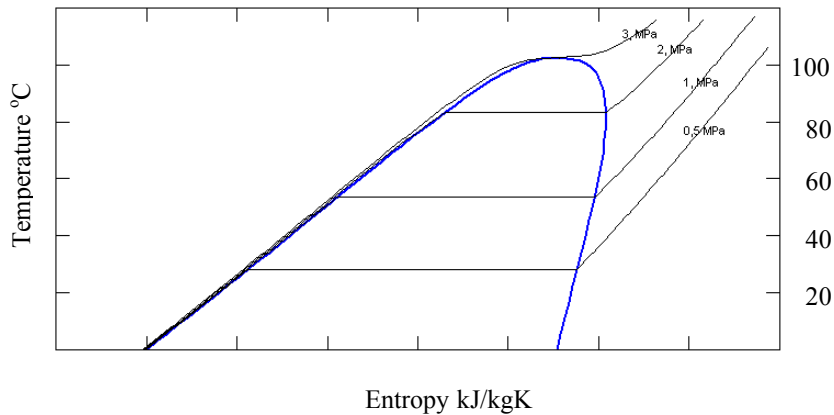


Fig. 3 Shape of the R227ea saturation lines plotted on the T-s diagram

Table 1 Main physical parameters of the R227ea working fluid

R227ea CF <sub>3</sub> CHFCF <sub>3</sub> 1,1,1,2,3,3,3- heptafluoropropan	Molar mass kg/kmol	Critical parameters		
		temperature °C	pressure MPa	density kg/m <sup>3</sup>
	170,3	102,8	2,999	579,8

In Fig. 4, there are solid lines denoting: navy blue – the saturated dry vapour line  $x=1$ , red and green – the small temperature gap within which, for a given vapour pressure, the working fluid vapour at the turbine inlet should be maintained.

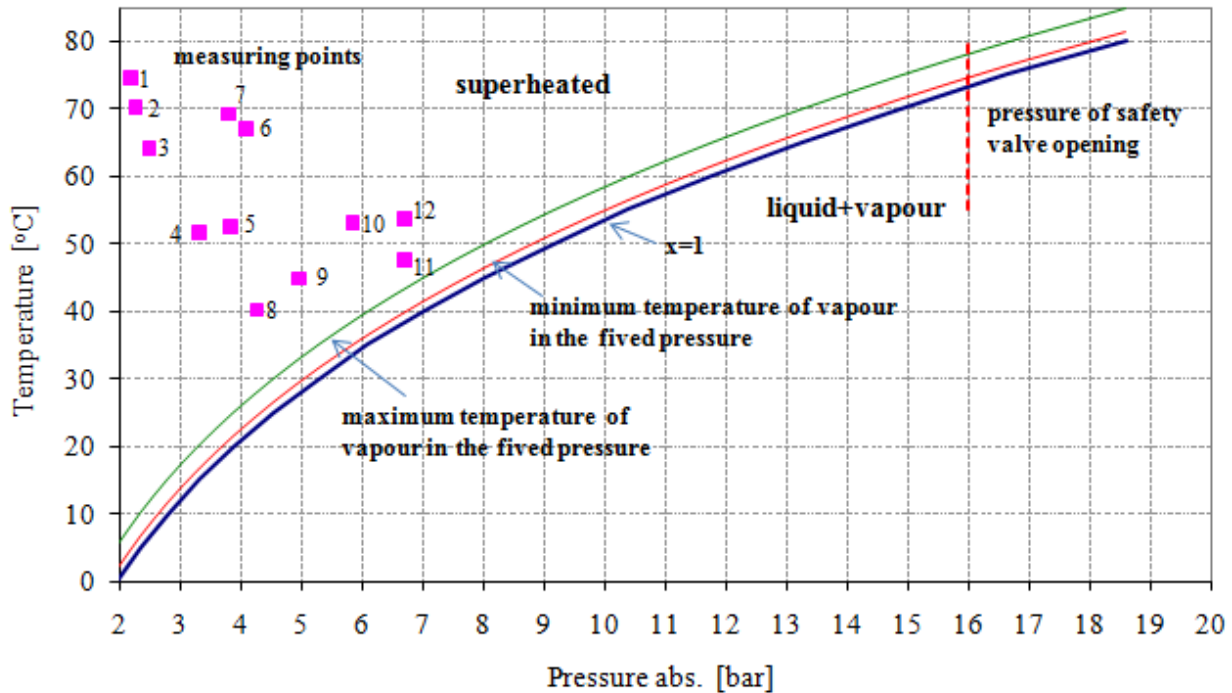


Fig. 4 R227ea saturation line and the required range of the vapour superheating

According to the results of the theoretical analyses the turbine inlet vapour should not be excessively overheated as that does not contribute to a better thermodynamic effectiveness of the cycle. That conclusion was confirmed in the experiments. For the two measurement points registered at the equal inlet vapour pressure of 6.72 bar and at differing vapour temperatures of 47.6 °C and 53.7 °C the higher turbine power output resulted in the first case, 5.92 kW and 5.06 kW, respectively.

The turbine inlet vapour must not contain liquid droplets as they are dangerous for the turbine blade system. Such unwanted situation happened at one instant of the consecutive test runs (13.11.2009), and was characterized by a specific noise coming from the turbine. An abrupt drop in the turbine shaft speed was observed.

Several experimental points indicating the inlet vapour parameters (pressure and temperature values) are included. It results from the quoted data that the effectiveness of the ORC power plant operation can not be generalized on the basis of the sole effect of the inlet vapour temperature, i.e. via a conclusion relating to the degree of overheating of the latter.

The turbine power output, as calculated on the basis of several measurement points, is presented in Fig. 5 as function of the turbine rotational speed.



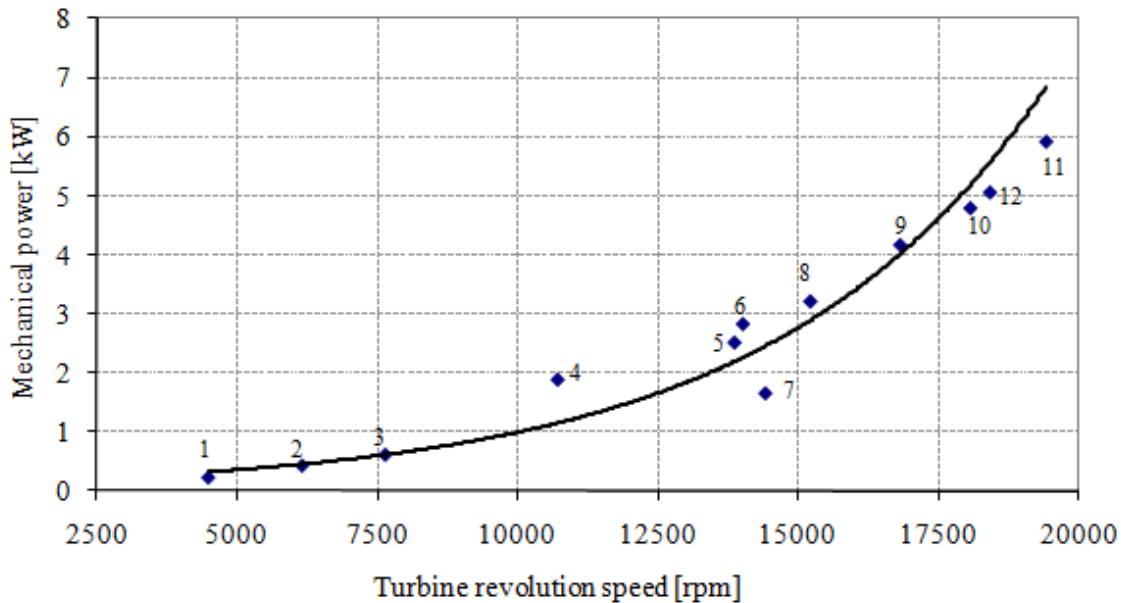


Fig. 5 ORC power plant mechanical power output as function of the turbine revolution speed

#### 4. Summary

In frames of the project work several analyses of the power plant effectiveness were made in respect to the power plant operation with various working fluids of low boiling point and with various power plant configurations. The outcome of those analyses was then used to prepare assumptions for the design of the small ORC power plant, and of the cycle turbine in particular. In effect, an unique, complete test installation of the small power plant working with the R227ea organic fluid was built at the KTC laboratory. Numerous measurement devices the power plant was equipped with enabled detailed tests of the plant operation, as well as verification of the design assumptions.

The ORC power plant test runs and the measurement results collected proved that the possibility to utilize low enthalpy heat for powering the power plant cycle and for production of electricity is both real and practical.

At the same time, the power plant installation start-up and the following test runs yielded several week points of that research installation. This is very conclusive in respect to the design and completion of greater, commercial ORC power plants. Thus, the following aspects should be considered with special attention:

- ⇒ Bolted and screw joints should be avoided whenever possible and welded or brazed joints should be used. This is important for the proper operation of the power plant cycle and for the safety of the maintenance staff.
- ⇒ The turbine shaft sealing with the buffer gas system is difficult to control and may lead to a leakage of the working fluid to the environment or to an injection of the buffer gas into the power plant cycle.
- ⇒ Rolling bearings for the ORC turbogenerator can be considered as satisfactory in the research installations that are working periodically. However, especially in the continuously working commercial ORC power plant installations, a hermetic turbogenerator with internal slide bearing system should be the best solution.

⇒ Hand controlled operation of the research installation was applied to check the wide range of the power plant off-design conditions. Instead, fully automated control of the commercial installations should be provided.

It should be noted emphatically that the described ORC power plant research installation was a pure prototype and no reference to installations of similar power outputs could be acquired.

*The R&D project described in the present work was financed by the Polish Ministry of Science and Higher Education, Project No. R06 015 01.*

## **References**

- [1] Nowak W., Stachel A., Borsukiewicz-Gozdur A.: Assessment of opportunities to improve the operation of the plant by using binary cycle. Report of R&D project no. R06 015 01. Szczecin 2009.
- [2] Borsukiewicz-Gozdur A.: Effectiveness of Geothermal Power Plant with the Organic Rankine Cycle. Doctoral essay, Szczecin Technical University, Szczecin 2008.
- [3] Borsukiewicz-Gozdur A., Nowak W.: Desirable Thermophysical Properties of Fluids in Low-Temperature Clausius-Rankine Cycle, International Institute of Refrigeration, Refrigeration Science and Technology CD Proceedings of Thermophysical Properties and Transfer Processes of Refrigerants Conference, No.2005-3, Vicenza, Italy, 31.08-02.09.2005.
- [4] Regulation (EC) no 842/2006 of the European Parliament and of the Council of 17 May 2006 on certain fluorinated greenhouse gases.

# LED- Licht im öffentlichen Raum

Prof. Thomas Römhild, HS Wismar

## Überblick:

Von verschiedenen Partnern<sup>1</sup> im südbaltischen Raum wird ein Projekt mit dem Titel „LED- Light in Public Space“<sup>2</sup> bearbeitet.

In diesem Projekt soll unter Anderem gezeigt werden, welche Vor- und Nachteile LED-Beleuchtung im öffentlichen Raum gegenüber der Beleuchtung mit herkömmlichen Leuchtmitteln haben kann.

Neben der Möglichkeit der Energieeinsparung durch die stark gestiegene Effizienz der LED, gibt es neue Beleuchtungsmöglichkeiten, die erst durch den Einsatz von LED erschlossen werden können.

- Die geringe Größe der LED ermöglicht eine genauere Lichtlenkung und neue Einbausituationen.
- Die Veränderbarkeit der Lichtfarbe erlaubt eine Anpassung an den Stadtraum oder an die Erwartungen der Nutzer (circadianer Rhythmus). Außerdem scheint der Spektralbereich der LED im allgemeinen besser Insekten verträglich zu sein.
- Die Möglichkeit zu dimmen und schnell zu schalten gestattet eine bisher nicht gekannte Möglichkeit, die Beleuchtung an die Nutzung und Nutzungsfrequenz des Stadtraums anzupassen.

Diese neuen Gestaltungsmöglichkeiten können für die Straßenbeleuchtung einen neuen Zielkatalog erschließen, wie den Nutzerbedürfnissen und den Anforderungen des Stadtraumes besser entsprochen werden kann.

Die neuen Möglichkeiten sind aber auch mit Eigenschaften verbunden, die die LED- Anwendung gegenüber den bisherigen Leuchtmitteln nachteilig erscheinen lassen. Bessere Lichtlenkung kann ein erhöhtes Blendungsrisiko beinhalten, ungewohnte Lichtfarben, die Atmosphäre verändern und unzureichende Beleuchtungsstärken einzelner Leuchten höhere Investitionen bedeuten.

Ein wesentlicher Teil des Projekts ist, in Anwendungsbeispielen die Möglichkeiten der LED in unterschiedlichen Nutzungszusammenhängen und städtebaulich Situationen exemplarisch zu zeigen und zu erproben. In Kalmar, Oskarshamn, Klaipeda, Danzig, Rostock, Wismar und in Biendorf im Kreis Bad Doberan werden Projekte mit unterschiedlicher Zielstellung ausgeführt. Hier sollen die drei Projekte in Deutschland vorgestellt werden.

- In Wismar eine Schulumfeldbeleuchtung mit dem Ziel auf die verschiedenen Nutzungssituationen im Tagesablauf einzugehen.
- In Biendorf mit dem Ziel für die unterschiedlichen Nutzergruppen Kinder, Erwachsene des Dorfgemeinschaftshauses entsprechende Beleuchtungen zu finden.
- In Rostock mit dem Ziel den Park um die Kunsthalle, während der Dunkelstunden seiner Bedeutung entsprechend zu illuminieren.

Dabei sollen in die neuen Möglichkeiten der LED -Schaltbarkeit, Dimmbarkeit, Lichtfarbe, Lenkbarkeit- in den Anwendungen gezeigt werden ohne die bisherigen Grundanforderungen zu vernachlässigen.

---

<sup>1</sup> P1 City of Kalmar, Sweden. P2 Bad Doberan County Council, Germany, P3 Municipality of Oskarshamn, Sweden. P4 City of Gdansk, Poland, P5 Institute for European Initiatives, Poland, P6 Hanseatic City of Rostock, Germany, P7 University of Applied Sciences Wismar, Germany, P8 Linnaeus University, Sweden, P9 University of Klaipeda, Lithuania, P10 Public Institution Strategic Self-management Institute, Lithuania, P11 Energy Agency for South East Sweden, Sweden, P12 Hanseatic City of Wismar, Germany

<sup>2</sup> [www.ledlightproject.eu](http://www.ledlightproject.eu)

## **Wismar:**

### **Städtebauliche Situation:**

Das Wohngebiet Kargenmarkt ist ein problematisches Wohngebiet. Durch ein schwieriges Wohnumfeld und die Stadtrandlage kam es zu erhöhtem Leerstand, dem durch Rückbaumaßnahmen und Wohnumfeldverbesserungen entgegengewirkt werden soll.

Durch den Neubau der Tarnow- Schule soll zusammen mit dem Stadtteilzentrum/Kindertagesstätte Sonnenschein, der Sporthalle und dem Supermarkt ein Zentrum für den Stadtteil Kargenmarkt entstehen.

### **Nutzerbedürfnisse:**

Die Tarnowschule ist eine Grundschule. Die Kinder werden oft von den Eltern gebracht und abgeholt. Die älteren Schüler dürfen mit dem Fahrrad kommen.

Künstliche Beleuchtung zum Schulbeginn mindestens in 4 Monaten im Jahr notwendig ist. Nur in der Zeit von Mitte November bis Mitte Januar ist auch in der ersten Pause noch eine unterstützende Beleuchtung wünschenswert.

Am Nachmittag ist auch während der vier dunkeln Monate eine Beleuchtung des Außengeländes wünschenswert, da der Sonnenuntergang zwischen 16.00 und 17.30 liegt.

### **Nutzungsanforderungen:**

Ab 5 Uhr wird die Schule geputzt. Geringe Wegebeleuchtung

Ab 7.30 Uhr kommen die Schüler und Lehrer. Viele Kinder halten sich außerhalb der Schule auf, müssen an dem Fahrradstand, ihre Räder abstellen und werden mit dem Auto von den Eltern gebracht. Der Lehrerparkplatz und die Straße und der Fußweg vor dem Eingang werden stark frequentiert. In den Eingangsbereichen, auf dem Parkplatz, dem Fahrradstellplatz und auf dem Weg zur Sporthalle müssen beste Beleuchtungsverhältnisse herrschen, um ein objektives und ein subjektives Sicherheitsbedürfnis zu befriedigen.

- Beleuchtung dieser Bereiche 10- 30lx Warm und Kaltweiß gemischt.

Ab 16.00 Uhr werden die Spielbereiche und der Weg zur Sporthalle genutzt. Der Parkplatz steht weiter für die Sportler zur Verfügung.

- Beleuchtung dieser Bereiche 5 lx warmweiß

Ab 18.00 Uhr soll nur noch der Parkplatz und der Weg zur Sporthalle genutzt werden.

- Beleuchtung dieser Bereiche 5 lx warmweiß.

Ab 22.00 Uhr wird der Bereich nicht mehr offiziell genutzt, ist aber nicht abgesperrt. Eine schwache nächtliche Beleuchtung des Lehrerparkplatzes soll auch dafür sorgen, dass dieser nachts nicht als Anwohnerparkplatz genutzt wird.

- Nächtliche Sicherheitsbeleuchtung 1- 5 lx. warmweiß

Während der gesamten Dunkelstunden soll die Tarnowschule als Teil des Stadtteilzentrums erkennbar bleiben.

Beleuchtung des Schulnamens und des Einganges und/oder der Fenster.

## **Biendorf:**

### **Städtebauliche Situation:**

Das Dorfgemeinschaftshaus in Biendorf liegt in der Ortsmitte in einer ungeklärten räumlichen Situation zwischen Privatgrundstücken. Auf der Westseite durch einen schmalen Stichweg von einem größeren öffentlichen Parkplatzfläche und einer Landesstrasse aus erschlossen, erfolgt die Haupteinfahrt über eine Sackgasse von der Ostseite aus. Hier liegen ein kleinerer Parkplatz und eine Trauerhalle.

**Nutzerbedürfnisse:** Der Hauptnutzer des Dorfgemeinschaftshauses ist der Kindergarten. Die Kinder werden oft von den Eltern gebracht und abgeholt. Künstliche Beleuchtung zum Kindergartenbeginn ist mindestens 4 Monaten im Jahr notwendig. Nur in der Zeit von Mitte November bis Mitte Januar ist auch bis ca. 9.00 Uhr eine unterstützende Beleuchtung wünschenswert.

Am Nachmittag ist während vier Monaten auch eine Beleuchtung des Außengeländes wünschenswert, da der Sonnenuntergang zwischen 16.00 und 17.30 liegt.

Die Beleuchtung sollte die Kinder auch zum Spielen anregen und ihnen unterschiedliche Erfahrungen ermöglichen.

Für die Sporthalle und den Multifunktionsraum sind am Abend eine gute Erschließung und eine gute Erkennbarkeit wichtig. Zu besonderen Anlässen sollte eine spezielle Beleuchtung möglich sein.

Eine Solarleuchte soll die Parkplatzbeleuchtung ergänzen.

### **Nutzungszeiten:**

Ab 5 Uhr wird der Kindergarten geputzt. Die Angestellten müssen ihren Weg sicher finden können, die Anforderungen an die Beleuchtung sind niedrig.

Ab 7.00 Uhr kommen die Kinder und Erzieher. Einige Kinder halten sich außerhalb des Kindergartens auf, werden aber zuerst hineingebracht. Die Kinder werden mit dem Auto von den Eltern gebracht und vom Parkplatz aus hinein begleitet. Die Parkplätze werden verhältnismäßig stark frequentiert. In den Eingangsbereichen, auf dem Parkplatz müssen beste Beleuchtungsverhältnisse herrschen, um einem objektivem und ein subjektivem Sicherheitsbedürfnis zu folgen. Der Kindergarten muss gut erkennbar sein und einladend auf Kinder und Eltern wirken.

- Beleuchtung 10 lx warmweiß auf den Parkflächen- 30lx Warmweiß im Eingangsbereich.

Beleuchtung der Fassaden und Spielgeräte entsprechend der räumlichen Gegebenheiten.

Ab 16.00 Uhr werden die öffentlichen Spielbereiche und der Weg zur Sporthalle/ Multifunktionsraum genutzt. Der Parkplatz steht weiter für die Sportler zur Verfügung.

- Beleuchtung dieser Bereiche 5 lx warmweiß

Ab 18.00 Uhr soll nur noch der Parkplatz und der Weg zur Sporthalle/ Multifunktionsraum genutzt werden, wenn dort Veranstaltungen sind..

- Beleuchtung dieser Bereiche 5 lx warmweiß.

Ab 22.00 Uhr wird der Bereich nicht mehr offiziell genutzt, ist aber nicht abgesperrt. Eine geringe nächtliche Beleuchtung als Ergänzung der Straßenbeleuchtung soll dafür sorgen, dass nachts eine gewisse Orientierung möglich ist und Vandalismus vorbeugen.

## **Rostock**

### **Städtebauliche Situation:**

Der Park an der Kunsthalle in Rostock wurde bereits 1938 angelegt und in den fünfziger Jahren des letzten Jahrhunderts grundlegend verändert. Markantes Kennzeichen ist ein See, der im Sommer mit einer Fontäne belüftet wird. Der Park steht unter Denkmalschutz. Die Vorgaben der denkmalpflegerischen Zielsetzung sind einzuhalten. In dem Park gibt es eine Reihe von Skulpturen und Themenbereiche.

Die Kunsthalle, 1969 eröffnet, orientiert sich in den Park hinein, von den Erschließungsstraßen weg. Tagsüber ist die Kunsthalle und ihr Eingang gut erkennbar, abends verschwindet sie im Dunkel. Der neu hinzugefügte rote Infowürfel erleichtert die Auffindbarkeit trotz Beleuchtung kaum.

Der Park stellt eine wichtige Fußgängerverbindung zwischen einem Wohngebiet und der Straßenbahn dar.

### **Nutzerbedürfnisse:**

Während der Herbst und Wintermonate muss ein subjektive und objektive Sicherheit für den Weg zur Straßenbahn gewährleistet werden. Die Kunsthalle als eines der bedeutenden Gebäude in Rostock soll so gerahmt werden, dass sie auch nachts eine wichtige stadträumliche Funktion übernimmt. Der Park soll entsprechend seiner Nutzungsfrequenz eine ansprechende Aufenthaltsqualität haben.

### **Nutzungszeiten:**

Ab 5 Uhr wird der Park mit ansteigender Frequenz als Wegeverbindung zur Straßenbahn genutzt. Später kommen Spaziergänger/ Hundebesitzer/ Jogger dazu.

- Beleuchtung 5- 10 lx kaltweiß auf den Wegen. Im Eingangsbereich der Kunsthalle ist nur Orientierungslicht erforderlich.

Mit steigender Frequenz ab ca. 7 Uhr Beleuchtung der Fassade der Kunsthalle und der Blickpunkte im Park in reduzierter Form.

Nach 16.00 Uhr wird der Park auch bei einsetzender Dunkelheit als Aufenthaltsbereich genutzt.

- Beleuchtung des gesamten Parks in einer Form die einen angenehmen Aufenthalt ermöglicht. Die gesamte Beleuchtung ist eingeschaltet wird aber entsprechend der Umgebungshelligkeit gedimmt.

- Beleuchtung überwiegend warmweiß.

Ab 22.00 Uhr wird der Bereich nicht mehr stark genutzt, ist aber nicht abgesperrt. Eine geringe nächtliche Beleuchtung als Nutzungsfrequenz reduzierte Wegebeleuchtung soll dafür sorgen, dass nachts eine gewisse Orientierung möglich ist und Vandalismus vorbeugen.

Bei besonderen Anlässen in der Kunsthalle kann besonders im Eingangsbereich eine Art Festbeleuchtung eingeschaltet werden.

### **Untersuchung:**

Anhand dieser Beispiele solle verschieden Fragestellungen entsprechend der oben skizzierten neuen Möglichkeiten vertieft betrachtet werden.

### **Energieeinsparung durch die stark gestiegene Effizienz der LED.**

Wie groß ist die Energieeinsparung gegenüber der vorigen, bzw. gegenüber vergleichbaren Installation in verwandten Situationen?

Lohnt sich die Dimmung/ Schaltung und die Einrichtung von tageszeit-, bzw. situations- oder frequenzbezogenen Lichtszenen? Gibt es Nebeneffekte, die zusätzliche Vorteile bringen oder nicht vorhergesehene Nachteile bewirken?

### **Die geringe Größe der LED ermöglicht eine genauere Lichtlenkung und neue Einbausituationen.**

Sind eine bessere Orientierung und bessere Sichtverhältnisse durch eine genauere Ausrichtung und gute Entblendung der Lichtquellen möglich?

Welche Möglichkeiten entstehen durch den Einbau in Stadtmobiliar, wie Fahrradbügel, Bänke ect.?

Welche Möglichkeiten bietet der Einsatz verschiedener Lichtverteilungscharakteristiken, wie z.B. ganzer Weg/Wegebegrenzung entsprechend sich ändernder Nutzungssituationen?

Welche Möglichkeiten bietet der Einsatz blendungsbegrenzter, gestalterisch vielfältiger Fassadenbeleuchtung durch präzise Lichtlenkung?

### **Die Veränderbarkeit der Lichtfarbe erlaubt eine Anpassung an den Stadtraum oder an die Erwartungen der Nutzer (circadianer Rhythmus). Außerdem scheint der Spektralbereich der LED im allgemeinen besser Insekten verträglich zu sein.**

Tritt durch verschiedene Farbtemperaturen für verschiedene Tageszeiten ein Aktivierungseffekt/ Entspannungseffekt oder andere Assoziationen auf?

Werden die Lichtfarben als angenehm oder unangenehm wahrgenommen?

Welche Möglichkeiten bietet die Zuordnung von verschiedenen Lichtfarben verschiedenen Beleuchtungssituationen? Werden die Änderungen bemerkt? Werden die Änderungen dem Ereignis zugeordnet?

Welche Bedeutung hat der verbesserte Farbwiedergabeindex in der Außenbeleuchtung? Wird die Umgebung, die Menschen und die Natur besser wahrgenommen ?

Harmoniert die Beleuchtung mit Natur (Wasser, Tiere...)?

**Die Möglichkeit zu dimmen und schnell zu schalten gestattet eine bisher nicht gekannte Möglichkeit, die Beleuchtung an die Nutzung und Nutzungsfrequenz des Stadtraums anzupassen.**

Hat sich der Publikumsverkehr geändert? Kommen mehr oder weniger in den verschiedenen Situationen?

Wird der Park vielleicht länger/kürzer genutzt?

Nutzen mehr gefährdete oder ängstliche Personen den Park wenn die Beleuchtung länger auf hohem Niveau ist, die vorher den Park vermieden haben?

Welche Möglichkeit bietet die Anpassung des Beleuchtungsniveaus der Wege an das Beleuchtungsniveau der Umgebung (Dämmerung, Mondlicht)?

Gibt es negative Bemerkungen z.B Einschränkungen die es vorher nicht gab?

**Daneben gibt es einige neue technische Möglichkeiten die ausgelotet werden sollen:**

Vandalismusresistenz der LED- Leuchten?

Sind wirklich lange Wartungszyklen möglich ?

Solarkombination / LED-Batteriebetrieb?

LED-Technik mit bestehender Infrastruktur : existierende Masten?

Exzellente digitale Steuerungsmöglichkeiten: Lichtspiel eine neue Gestaltungsmöglichkeit?

**Fazit**

Die LED- Beleuchtung bietet neben der Energieeinsparung ein großes Potential die Straßenbeleuchtung nachhaltig zu verändern. Der monotonen Straßenbeleuchtung, die nur ein An/Aus kennt, kann in Zukunft eine Beleuchtung gegenübergestellt werden, die sowohl zeitlich als auch räumlich äußerst differenziert sein. Ob dies dem Bewohner der Städte und Gemeinden nutzt, indem man ihm die Benutzung der dunklen Außenräume erleichtert, wird in unserer Studie erstmals in einer umfassenden Untersuchung, die über eine bloße Reproduktion der bestehenden Außenraumbeleuchtung mit neuen Mitteln hinausgeht untersucht.

# European Prospects on Shale Gas

Stefan J. Saatmann

*Deutsch-Russisches Institut für Energiepolitik und Energiewirtschaft e.V./ Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der Universität Leipzig, Grimmaische Str. 12, 04109 Leipzig, stefan-saatmann@gmx.de*

**Keywords:** Unconventional Gas, Shale Gas, European gas market

**Abstract:** Shale gas is natural gas produced from low permeability shale formations.[1] It is recently marked as part of the “gas revolution” and therefore one of the hot topics in the energy sector at the moment.[2] Starting exploration and production of natural gas from shale layers in the U.S., where at the moment 10 % of natural gas is produced in that way, this development is currently coming over to Europe, as there are reserves to be assumed.[3]

## 1. What is Shale Gas?

Shale gas is natural gas produced from shale formations (called gas shales) that typically function both as the reservoir and source of natural gas. Shale is a fine-grained sedimentary rock composed mostly of consolidated clay or mud and gas is found within the pockets of the rock. The Shale layers, as the first graphic shows are never identical and it is technological high challenging to drill exactly into the middle of the layer. Shale is the most frequently occurring sedimentary rock in the surface of the earth.[4] In terms of its chemical makeup, shale gas is typically a dry gas primarily composed of methane (90% or more methane proportion is a dry gas), but some formations do produce wet gas (usually contains 85 % of methane or less). The low permeability of shale causes it to be classified as an unconventional gas for production.[5] Additionally there are two other types of unconventional gas next to shale gas. This is coalbed methane and aquifer gas and gas hydrates. Unconventional gas means gas which is produced with unconventional (alternative) methods as horizontal drilling and hydraulic fracturing are.[6]

## 2. Why and how to extract Shale Gas?

The factors for the new shale gas run are interacting. In general declining supply and global gas price increasing trends within the last decades are the main factors for gas exploring corporations to invest in research and development of new technologies. Furthermore governmental programmes e.g at the Gas Research Institute in the USA and tax incentives created advantages supporting this happening. Additionally improvements of seismic exploration methods in combination with

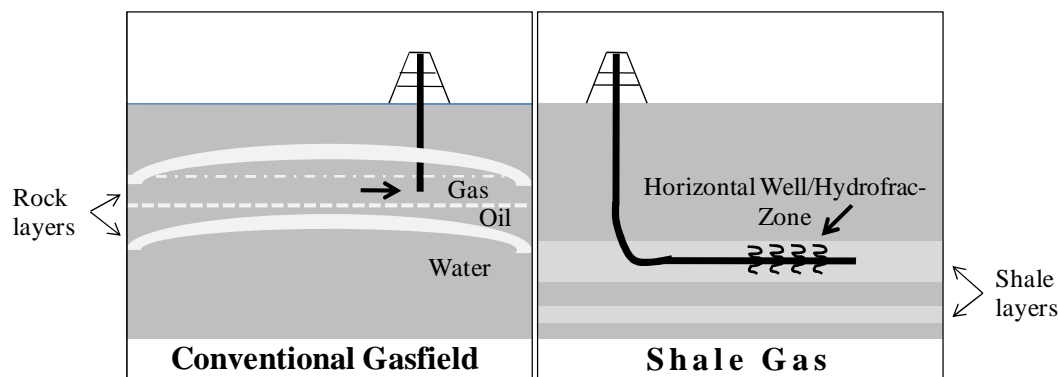


spectroscopic analysis have had a positive impact in the decision making process for shale gas exploration.[7]

Shale Gas production from Shale layers is realized with two new technologies: Horizontal drilling and Hydraulic fracturing stimulation.[8] Drilling in general is a process based technology form. Therefore a certain hierarchy of process steps must be strictly adhered to. To extract Shale Gas successfully both technologies have to be used combined with first drilling the vertical and horizontal well and afterwards the Hydraulic fracturing stimulation to extract gas.[9]

There are certain problems and restrictions in Shale Gas exploration. Low permeability and irregular allocation of gas within the layer are natural problems caused by variation of nature. Additionally there is still a lack of knowledge in development of such resources, which means that more understanding would help to improve research for such reserves. Restrictions for exploration projects in Europe are the insecure data base regarding accessibility of the resources and the economic value of the formations. Economic viability is not given until 30m layer broadness.[10]

**Graphic 1:** Schematic representation of horizontal drilling



Source: own graphic

### 3. European Shale Gas reserves

The whole Potential of Shale Gas Reserves in Europe is to be assumed about 35 trillion m<sup>3</sup>. If you compare this number with the current European imports at about 875 mln m<sup>3</sup> per year, this would imply Europe wouldn't need any imports for 40 years.[11] This aspect is changing the supply and demand fundamentals of the European gas market. It is not yet foreseeable whether there will be a sufficient impact due to environmental concerns and investment surroundings that need to be discussed and developed, but still the potential can turn out to be part of a European Gas revolution.

Russia as being part of Europe is estimated to possess 25 % of worldwide Shale Gas reserves. But until now Gazprom, as being the leading state controlled gas exploring company in Russia, has just denied the proper impact Shale Gas could have on the European gas market.[12]

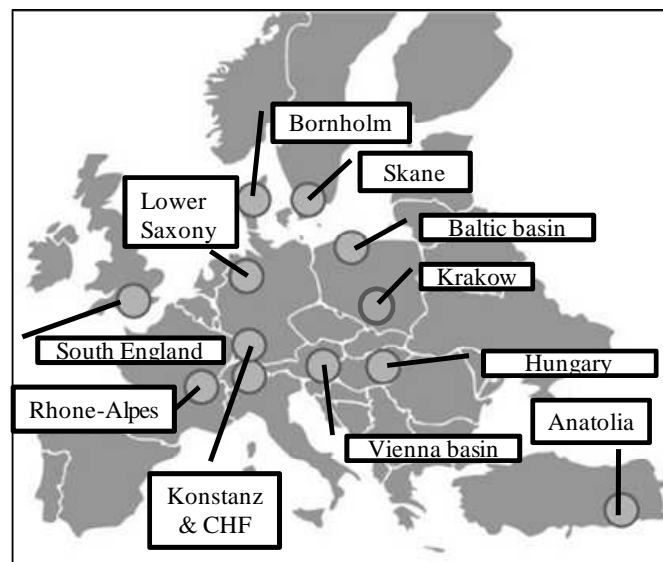
#### 4. Current production and future projects in Europe

##### 4.1 Exploration projects

There are projects in Europe in their beginning stage. Especially American companies, who developed the technological know-how, are starting to strengthen the development process. European Industry and science projects are starting their engagement as well. The following list and map contains countries and corporations who are conducting projects:

Country	Region	Corporations
Germany	Lower Saxony, Baden Württemberg	Exxon Mobile
Poland	Baltic Basin, Krakow	Exxon Mobile, Conoco Phillips, Chevron
France	Rhone-Alpes	Total
Austria	Vienna Basin	OMV
Sweden	Skane	Shell
UK	South & East England	BP
Ukraine	Donesk Basin	EuroGas
Switzerland, Belgium, Turkey, Italy, Spain		

**Graphic 2:** *Shale Gas existence in Europe*



Source: modified from GeoForschungsZentrum in Potsdam (2010)

To finally huge the potential of future projects, the question of transportation of the produced shale gas needs to be answered. There are two possibilities: either transport via truck or via pipeline. The environmental concerns about trucks are big, because of CO<sub>2</sub> Emission and noise harassment effects. For building pipelines the shale gas reserve needs to achieve a certain critical mass and there will be a need off investments, if the current research projects are successful.[13]

#### **4.2 Scientific projects in Europe**

“*GASH* – Gas Shales in Europe” is a European research project coordinated by the German Research Centre for Geosciences in Potsdam. The main sponsors are Statoil, ExxonMobil, Gas de France SUEZ, Wintershall, Vermillion, Marathon Oil, Total and Schlumberger. Physical, chemical and biological processes contributing to shale gas formation are being examined by experiment, monitoring, surveying and modeling. It is goal-orientated and designed to meet the shorter and longer term information needs of both sponsors and researchers alike.[14]

The project “GeoEn” concentrates upon the development and utilization of german georesources and does research with interdisciplinary attempts in particular in the areas Geothermal energy, Shale gas and CSS technologies. In the focus of the research is, environmental friendly development technologies and efficient energy change procedures for geothermal energy and Shale gas on the one hand, as well as the search for possibilities, to separate released CO<sub>2</sub> with the fossil power production and to store it. Afterwards the attempts developed in the project are tested in first arrangements and are refined for an economic conversion. Initiator of the project is the German Federal Ministry of Education and Research.[15]

#### **4.3 Comparison between European and U.S. American development**

The future development of Shale Gas in Europe is not comparable with the development in the USA. First environmental issues are more strictly discussed and regulated in Europe than in the USA. Therefore the fact of the high amount of water, which needs to be used for hydraulic fracturing, is one example of the controversial discussion, which is about to start. Given the environmental catastrophe in the Mexican gulf caused by drilling, this will raise critics on that issue. Second issue is that Europe`s population density is much higher than in the USA. That makes it more complicated to implement future projects successfully as they possibly need wide areas for drilling. Third issue is the gas market in Europe is more regulated with an oligopoly supplier structure and currently long term contracts in use. Fourth issue is the geological fissure of Shale Gas formations in Europe, as you can see on previous graphics. To take an investment decision the operator needs to make sure that there is a critical mass of Shale Gas reserves. All this facts are

creating a difficult industry environment in Europe, which for industry participants will be necessary to observe carefully in the coming years.

## 5. Conclusion

In order to structure the conclusion I will put forward three points. The **environmental** aspect of this new technology is the amount of water used and the danger for contamination of fresh ground water. Therefore the engineers implemented a cement layer around the drilling well, which has the objective to prevent water contamination. Therefore the involved companies and governments are obligated to start public information campaigns and to try to put the discussion onto an objective and transparent basis. This will be a big challenge due to the environmental catastrophe caused by drilling e.g. in the Mexican gulf. The **industrial** consequences are obvious. The Shale Gas run caused changes within the contracting system in Europe. Implementing flexible price elements and discussions within the industry about the shrinking importance of take or pay contract parts are proving this. Therefore all participants in that business, who are behaving responsible, need to treat this matter seriously. This is because Europe is at an early stage at developing Shale Gas exploring technological know-how and even experts e.g. researchers of the GASH project cannot say whether this will be a successful development or not. The **political** conclusion is obvious. Energy independency is one of the main goals of nearly every government, because it reduces costs and conflict potential. So European governments (especially in Eastern Europe) will support the corporations in the undergoing projects.

## References

- [1] Definition taken from the U.S. Energy information Administration, in the internet: [http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/TblDefs/ng\\_prod\\_shalegas\\_tbldef2.asp](http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/TblDefs/ng_prod_shalegas_tbldef2.asp)
- [2] J. Kimmerle, Schatzsuche im Schiefer – Erdgas aus Deutschland, Spiegel Online, 12.04.2010, in the internet: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,688088,00.html>
- [3] S. Titz, Schiefergas – Die wiederentdeckte Reserve, article in the NZZ, 06.01.2010
- [4] Oil Gas Glossary, 2010-05-04, in the Internet: <http://oilgassglossary.com/shale.html>
- [5] O.A. The Rise of Unconventional Gas, 17.09.2007, p. 4; in the internet: [http://www.enerdynamics.com/documents/Insider91807\\_000.pdf](http://www.enerdynamics.com/documents/Insider91807_000.pdf)
- [6] BGR: Energierohstoffe 2009, in the internet: [http://www.bgr.bund.de/cln\\_145/nn\\_322848/DE/Themen/Energie/Downloads/Energierohstoffe\\_\\_2009\\_\\_Teil1,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Energierohstoffe\\_2009\\_Teil1.pdf](http://www.bgr.bund.de/cln_145/nn_322848/DE/Themen/Energie/Downloads/Energierohstoffe__2009__Teil1,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Energierohstoffe_2009_Teil1.pdf)
- [7] Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG (Hrsg.), Basis-Information Schiefergas, in the internet: [http://www.gas-naturale.ch/fileadmin/authors/broschueren/basisinfo/bas3\\_09\\_d.pdf](http://www.gas-naturale.ch/fileadmin/authors/broschueren/basisinfo/bas3_09_d.pdf)
- [8] A. Riley, The Importance of `shale gas` its global implications, presentation at the symposium “ Machtfaktor Shale Gas” in Berlin, 30.06.2010, in the internet: [http://www.kas.de/upload/dokumente/2010/06/100630\\_riley.pdf](http://www.kas.de/upload/dokumente/2010/06/100630_riley.pdf)
- [9] J.Auer, EU Monitor 75, Gasschwemme erreicht Europa, dbresearch, 27.05.2010, 5-6
- [10] R.Nestler, Der Tagesspiegel, 25.09.2008, in the internet: <http://www.tagesspiegel.de/wissen/versteckte-reserven/1332838.html>
- [11] M. Theurer, Auf der Suche nach Schiefergas, FAZ, 15.03.2010, in the internet: <http://www.faz.net/s/RubD16E1F55D21144C4AE3F9DDF52B6E1D9/Doc~EB21A9E76DBFC46078489B2D3323470EE~ATpl~Ecommon~Scontent.html>
- [12] R. Mason, Russian energy giant Gazprom: shale gas is [...] rubbish. No really, it is, 2010, in the internet: <http://blogs.telegraph.co.uk/finance/rowenamason/100003741/russian-energy-giant-gazprom-shale-gas-is-really-really-really-rubbish-no-really-it-is/>
- [13] M.Horn, H. Engerer, Weekly News German Institute for Economic Research Berlin Nr. 24 (2010), 10-14
- [14] <http://www.gas-shales.org/>, last access: 09.05.2010
- [15] <http://www.geoen.de/>, last access: 09.05.2010

# Ist Wasserstoff gefährlich?

U. Schmidtchen

*BAM Bundesanstalt für Materialforschung und –prüfung, Berlin, AG II.12*

**Schlüsselwörter:** Wasserstoff, Sicherheit, Explosion

## Zusammenfassung

Wasserstoff ist ein brennbares Gas leichter als Luft und muss mit der angemessenen Vorsicht behandelt werden, um Zwischenfälle zu vermeiden. Im Hinblick auf Brennbarkeit und Explosionsrisiken ist Wasserstoff in gewissem Umfang mit Erdgas vergleichbar. Er breitet sich bei Freisetzung schnell aus, steigt schnell auf und kann sogar in Werkstoffe hinein oder durch sie durch diffundieren. Bei manchen metallischen Werkstoffen führt das zu Problemen, besonders bei höherem Druck. Polymere Werkstoffe sind durchweg verträglich mit Wasserstoff. Wasserstoff an sich ist weder explosiv noch instabil oder selbstentzündlich. Er unterstützt die Atmung nicht, ist aber weder giftig noch ätzend oder sonstwie physiologisch bedenklich. Gewöhnlich wird er als komprimiertes Gas bei Umgebungstemperatur oder als tiefkalte Flüssigkeit gespeichert. Beides sind altbekannte Verfahren, aber im Hinblick auf die Anwendung für Straßenfahrzeuge ist ein neues Druckniveau von 70 MPa in der Entwicklung.

## Abstract

Hydrogen is a flammable gas that is lighter than air and should be handled with due care to avoid incidents. As far as flammability and explosion risk are concerned, hydrogen is to a certain extent comparable with natural gas. It disperses very quickly when released, has a strong tendency to rise up due to its low density, and even diffuses into or through solid material. Some metallic materials may cause problems when used with hydrogen, in particular under elevated pressure. Polymeric materials are very compatible with hydrogen. Hydrogen is neither explosive nor unstable or auto-igniting. It does not support breathing, but is not toxic or corrosive either, nor has it other disadvantageous physiological effects. The usual ways to store it are as a compressed gas at ambient temperature or as cryogenic liquid. Both methods are well known in principle, but concerning compressed storage a new pressure level of 70 MPa is under development for road transportation purposes (fuel cell cars).

## 1 Einführung

Wenn ein Gas brennbar ist, mit Luft explosive oder sogar detonative Gemische bilden kann, entweder unter hohem Druck oder bei extrem niedrigen Temperaturen gespeichert wird und in den Vorschriften über Gefahrstoffe oder den Transport gefährlicher Güter mehrfach explizit genannt wird, ist die Frage eigentlich ziemlich müßig, ob es gefährlich ist. Die Frage muss eher lauten, ob ein solcher Stoff als Energieträger eine Gefährlichkeit aufweist, die deutlich über der anderer, uns vertrauter Energieträger liegt und ob seine Einführung in den Verkehr für solche Zwecke unzumutbar ist. Diese Frage soll hier behandelt werden.

## 2 Begriffsbestimmungen

### 2.1 Explosionsgrenzen, Detonationsgrenzen

Mischungen eines brennbaren Gases mit einem oxidierenden Gas (wie Luft) sind nur dann reaktiv, wenn die Konzentration der brennbaren Komponente innerhalb bestimmter Grenzen, der Explosionsgrenzen, liegt. Außerhalb dieser kommt es zu keiner Reaktion, entweder aus Mangel an Brenngas oder an Sauerstoff.

Falls das Gas detonative Mischungen bilden kann (siehe Abschnitt 2.3), gibt es auch noch untere und obere Detonationsgrenzen. Diese liegen immer innerhalb der Explosionsgrenzen. Aber nicht alle Gase, die einen Explosionsbereich haben, haben auch einen Detonationsbereich.

Diese Grenzen sind eine Funktion von Druck und Temperatur sowie anderen Dingen, etwa Luftfeuchtigkeit. Die Literaturwerte sind gewöhnlich für Normbedingungen gegeben. Außerdem handelt es sich um sicherheitstechnische Kenngrößen, nicht um wissenschaftlich wohldefinierte Stoffeigenschaften. Genau wie auch die Zündenergie (siehe Abschnitt 2.2) hängen sie von Größe und Form des Versuchsgefäßes, der Art der Zündung und anderen Einzelheiten des Messverfahrens ab. Damit die Werte vergleichbar sind, müssen bestimmte Normverfahren genau befolgt werden.

### 2.2 Zündenergie

Auch wenn bestimmte Mischungen von Wasserstoff mit Luft leicht entzündlich sein mögen, erfordert die Reaktion doch immer die Zufuhr von Energie von außen. Der Betrag hängt von der Konzentration des Brenngases ab. Außerhalb der Zündgrenzen wird er unendlich. Innerhalb hat er ein Minimum, das gewöhnlich in der Nähe des stöchiometrischen Verhältnisses liegt. Die zu dieser am leichtesten zündbaren Gasmischung gehörende Energie ist die Mindestzündenergie (in der Literatur oft einfach „Zündenergie“ genannt).

Ähnlich den Explosionsgrenzen hängt auch die Zündenergie von den genauen Bedingungen ab (siehe Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

### 2.3 Explosion, Deflagration, Detonation

Wenn mit der Reaktion eines Gasgemischs eine sich selbst erhaltende Flammenausbreitung verbunden ist, die schnell genug ist, um eine Druckwelle zu erzeugen, so spricht man von einer „Explosion“. Der häufigste Typ von Explosion ist die „Deflagration“. Sie ist gekennzeichnet durch ein Fortschreiten der Flammenfront mit Unterschallgeschwindigkeit (im Vergleich zum unverbrannten Gemisch) und Fortpflanzung der Reaktion durch thermische Leitfähigkeit. The basic type of explosion is the deflagration.

Unter „Detonation“ versteht man eine Verbrennung, bei der sich die Stoßwelle durch Energiefreisetzung in der Reaktionszone dahinter mit Überschallgeschwindigkeit ausbreitet. Durch die Stoßfront werden die unverbrannten Gase bis zur Zündung komprimiert. Detonationen sind zerstörerischer als Deflagrationen weil sie höhere Drücke erzeugen (für Wasserstoff/Luft-Gemische bis zum 20fachen des Ausgangsdrucks) und der Druck sehr viel steiler ansteigt.

Eine Detonation tritt nicht automatisch ein, wenn die Konzentration des Gemischs im Detonationsbereich liegt, sondern dies erfordert auch noch eine bestimmte Geometrie, die mit einem hohen Maß an Einengung verbunden ist. Unter solchen Bedingungen kann eine Deflagration in eine Detonation umschlagen (deflagration-detonation-transition, DDT).

### 3 Eigenschaften von Wasserstoff

#### 3.1 Reaktionsgrenzen

Tabelle 1 bietet einen Vergleich der Reaktionsgrenzen zwischen Wasserstoff und anderen Gasen.

		<b>Helium</b>	<b>Wasserstoff</b>	<b>Methan</b>	<b>Propan</b>
Untere Explosionsgrenze	%	-	4.0	4.4	1.7
Untere Detonationsgrenze	%	-	18.3	6.3	2.2
Stöchiometrisches Gemisch	%	-	29.5	9.5	4.0
Obere Detonationsgrenze	%	-	59.0	13.5	9.2
Obere Explosionsgrenze	%	-	77.0	17.0	10.9
Mindestzündenergie	mJ	-	0.017	0.290	0.240
Selbstentzündungstemperatur	K	-	833	868	743
Dichte bei 273,15 K und 101325 Pa	g/l	0.178	0.090	0.718	2.011

**Tabelle 1: Reaktionsgrenzen von Wasserstoff und anderen Gasen**

Wasserstoff zeichnet sich durch eine außergewöhnlich hohe obere Explosionsgrenze und auch Detonationsgrenze aus. Allerdings ist für die Beurteilung des mit einer Unfallsituation verbundenen Risikos eher die untere Explosionsgrenze wichtig. Hier bietet Wasserstoff keine Besonderheiten. Die untere Explosionsgrenze liegt so hoch, dass die bei einer unbeabsichtigten Freisetzung kaum je erreicht werden dürfte.

Die Ausbreitung der Reaktion (Geschwindigkeit der Flammenfront) erfolgt in einem Wasserstoff/Luft-Gemisch schneller als im Fall von anderen Brenngasen, die meist Kohlenwasserstoffe sind.

#### 3.2 Zündenergie

Wasserstoff hat eine sehr niedrige Mindestzündenergie im Vergleich zu den Kohlenwasserstoffen. Die dazu gehörende Konzentration beträgt allerdings 23 %. Auch dieser Wert dürfte in einer Unfallsituation kaum je auftreten. Die Zündenergie in der Umgebung der unteren Explosionsgrenze, die für solche Fälle weit mehr Relevanz hat, ist etwa gleich der für die anderen Brenngase. Ohnehin erzeugen die meisten gängigen Zündquellen (etwa elektrische Funken) Energien in der Größenordnung von 1 J, die also weit darüber liegen.

#### 3.3 Flamme

Die Flamme von Wasserstoff ist blassblau und strahlt hauptsächlich im UV (Maximum bei 311 nm). Sie erzeugt auch keinen Ruß und relativ wenig Wärme. Bei der Wahl von Nachweisverfahren für eine eventuelle Flamme muss das berücksichtigt werden.

Die Temperatur der Flamme bei der Verbrennung in Luft ist vergleichbar der bei der Verbrennung von Kohlenwasserstoffen. Sie liegt in der Gegend von 2000 °C.

### 3.4 Dichte

Wegen seiner geringen Dichte wird Wasserstoff bei Freisetzung schnell aufsteigen. Oft wird das bedeuten, dass er sich in einer Unfallsituation von den Zündquellen entfernt. Auch besteht nicht die Gefahr, dass er Keller, Gräben usw. füllt. Doch muss man Sorge dafür tragen, dass er sich nicht unter Dächern fängt und dort z. B. durch Deckenlampen gezündet wird. Wasserstoffdetektoren sollten sich daher immer am höchsten Punkt eines zu schützenden Raums befinden.

### 3.5 Diffusion

Die hohe Diffusionsneigung des Wasserstoffs führt zur Permeation, vor allem durch die Wände von Druckbehältern aus polymeren Werkstoffen. Sie sind daher für die Aufbewahrung über lange Zeiten (Monate oder Jahre) nicht geeignet. Bei Metallbehältern ist dieser Effekt zu vernachlässigen.

### 3.6 Ausbreitung

In Luft freigesetztes Wasserstoffgas breitet sich schnell aus. Das kann nachteilig sein, weil eventuelle Zündquellen schneller erreicht werden können. Andererseits sinkt mit der Ausbreitung die Konzentration der Wolke, besonders wenn der Gasaustritt unterbunden worden ist.

Die Gasausbreitung hängt nicht vom Dichte-, sondern vom Konzentrationsgefälle ab. Die Wolke kann sich daher auch nach unten ausbreiten.

### 3.7 Viskosität

Wasserstoffgas hat eine sehr niedrige Viskosität. Eine Anordnung, die dicht gegen Luft ist, muss es nicht gegen Wasserstoff sein. Im Falle eines Lecks strömt ein größeres Volumen Wasserstoff pro Zeit aus als etwa Luft oder Erdgas. Andererseits ist damit wegen der geringen volumetrischen Energiedichte eine kleinere Energiefreisetzung verbunden, was einen gewissen Ausgleich schafft.

### 3.8 Versprödung

Bei polymeren Werkstoffen existiert das Problem der Versprödung durch Wasserstoff nicht. Bei metallischen Werkstoffen hängt sein Ausmaß von verschiedenen Parametern ab.

- Kristallgitter: kubisch-raumzentrierte Gitter (wie bei ferritischem Stahl) sind gefährdeter als kubisch-flächenzentrierte (Austenite, Aluminium, Nickel, Messing). Streng betrachtet werden alle Metalle früher oder später vom Wasserstoff versprödet, aber in sehr unterschiedlichem Maße.
- Oberfläche: Sprünge, Kratzer oder andere Oberflächendefekte bieten dem Wasserstoffatom einen Ansatzpunkt, um ins Material einzudringen. Besonders das Gebiet rund um eine Schweißnaht bedarf der Sorgfalt.
- Spannung: die das Gitter schwächende Wirkung des Wasserstoffatoms steigt mit der Spannung im Material. Die Form und die Einsatzbedingungen des Werkstücks müssen also in Betracht gezogen werden, um Probleme zu vermeiden.

Das Problem der Versprödung muss also durch Wahl geeigneter Werkstoffe und Konstruktionen angegangen werden.



## **4 Mythen**

### **4.1 Negativer Joule-Thomson Koeffizient**

Die Inversionstemperatur für den Joule-Thomson-Prozess (isenthalpe Expansion) liegt für Wasserstoff bei etwa 200 K. Ausgehend von Raumtemperatur wird er also wärmer. Aber selbst bei einem Druckgefälle von mehreren 100 bar liegt die damit verbundene Erwärmung in der Größenordnung von 10 K, so dass kein Zündrisiko besteht.

### **4.2 Selbstentzündung**

Wasserstoff reagiert nicht spontan mit Luft, und er entzündet sich auch keineswegs zwangsläufig beim Ausströmen aus einer beliebigen Öffnung. Dies kommt gelegentlich vor, doch selten, und der Effekt ist schwer zu reproduzieren. Eine erhebliche Gefahr scheint davon jedenfalls nicht auszugehen.

## **5 Zusammenfassung**

Die wichtigsten Risiken in Verbindung mit Wasserstoff sind die mit seiner Brennbarkeit verbundenen. Hier ist Wasserstoff dem Erdgas recht ähnlich. Die Sicherheitsvorkehrungen sind ebenfalls vergleichbar.

Andere Eigenschaften, die in diesem Zusammenhang in Betracht gezogen werden müssen, hängen mit der Kleinheit und Leichtigkeit des Wasserstoffmoleküls zusammen. Daraus folgen eine geringe Dichte, hohe Viskosität und hohe Diffusionsneigung.

Die Handhabung von Wasserstoff ist mit Risiken verbunden, doch sind diese nicht größer als bei anderen Energieträgern, die uns aus dem Alltag vertraut sind. Das erkennt man auch daran, dass die chemische Industrie seit Jahrzehnten auf einem hohen Sicherheitsniveau mit großen Mengen dieses Gases umgeht. Berichte über Unfälle gibt es nur wenige.

Nichtsdestoweniger muss die Sicherheit bei der Anwendung von Wasserstoff stets in Betracht gezogen werden, wie bei jedem anderen technischen System auch. Seit 2009 existiert in Brüssel ein eigener Verband namens „HySafe“ dazu, der Informationen dieser Art gibt oder vermittelt. Man findet ihn im Internet unter [www.hysafe.info](http://www.hysafe.info).

# – ÖKOVISION USEDOM –

## GEOTHERMISCHE FERNWÄRME FÜR DIE KAISERBÄDER

S.-U. Schulz

*DISA energy GmbH, Am Theresenhof 3, D-15834 Rangsdorf, info@disa-energy.de*

### **Schlüsselwörter:**

Tiefe Geothermie, Wärmenetz, Erneuerbare Energien,  
deep geothermal energy, district heating, renewable energies

### **Zusammenfassung:**

Die DISA energy GmbH aus Rangsdorf bei Berlin plant und errichtet am Standort der Kaiserbäder auf der Insel Usedom ein geothermisch gespeistes Fernwärmenetz zur Versorgung der Gemeinde mit Energie für die Raumheizung sowie für die Bereitstellung von Warmwasser. Als Wärmeerzeuger dienen drei hydrothermale Bohrungsdubletten (je eine in Heringsdorf, Bansin und Ahlbeck). In der geothermischen Zentrale (GTZ) wird dem aus dem Untergrund (bei ca. 1.900 m Tiefe) geförderten Tiefenwasser zunächst seine Wärme entzogen. Diese wird auf das zu errichtende Wärmenetz aufgegeben. Die abgekühlte Sole wird über die zweite Bohrung direkt in den Untergrund re-injiziert. Es steht eine geothermische Anschlussleistung von ca. 4 MW je Dublette zur Verfügung. Mit der geothermischen Fernwärme beginnt die weit reichende Ablösung der fossilen Brennstoffe Erdgas und Erdöl am Standort und sorgt so für eine nachhaltige und Ressourcen schonende Wärmeversorgung aus heimischer Quelle.

DISA energy GmbH from Rangsdorf (near Berlin) is currently planning and realizing an geothermal 'fired' district heating (DH) system at the location called 'Kaiserbäder' at the isle of Usedom. It focuses on the supply of the community with energy for space heating and hot water creation. The heat producers are three hydrothermal doublets (each within Heringsdorf, Bansin and Ahlbeck). Within the geothermal central station the heat is extracted from the underground fluid that will be produced from app. 1.900 m depth. This heat is further feeded to the district heating grid, while the cooled brine will be re-injected into the underground through the second well. A geothermal load of app. 4 MW per doublet will be available. The geothermal DH introduces the displacement of the fossil fuels natural gas and oil at the location as well as it leads to a sustainable and resource saving heat supply from a domestic source

### **1 Einleitung**

Die DISA energy GmbH aus Rangsdorf bei Berlin verfügt über mehr als 10 Jahre Erfahrung in der Projektentwicklung und –umsetzung im Feld der erneuerbaren Energien. Ursprünglich im Bereich der Windkraft angesiedelt, wird seit über 6 Jahren auch auf dem Sektor Geothermie erfolgreich entwickelt.

In diesem Kontext steht auch das hier vorgestellte Projekt „Ökovision Usedom – Geothermische Fernwärme für die Kaiserbäder“. Es ist das Ziel, die fossilen Energieträger Erdgas und Erdöl abzulösen, welche hier hauptsächlich für die Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Damit entsteht eine langfristig sichere und nachhaltige Energieversorgung aus heimischer Quelle, unabhängig von den Turbulenzen am Markt für konventionelle Brennstoffe. Darüber hinaus wird für eine stabile Reduzierung der mit der Wärmeversorgung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen gesorgt. Dieses sorgt neben den wirtschaftlichen Vorteilen, die sich bis auf die Entwicklung des Preisniveaus und damit bis in den internationalen Tourismuswettbewerb durchpausen, für eine maßgebliche Aufwertung des Standorts als Seebad und Luftkurort.

### **2 Geologische Verhältnisse**

Die Insel Usedom ist Teil des NE-Deutschen Beckens und befindet sich an dessen nördlichem Rand. Die wichtigsten geologischen Strukturen sind NW-SE orientiert. Parallel dieser Strukturen sind die geologischen Verhältnisse häufig vergleichbar, was auch im vorliegenden Projekt der Fall

ist. Nicht zuletzt deshalb ist die Datengrundlage für eine fundierte Bewertung der Höffigkeit des Standortes als sehr gut zu bezeichnen. Die Auswertung der Daten von insgesamt mehr als 50 Tiefbohrungen, seismischen Profilen und Kernuntersuchungen zeichnet ein sehr genaues Bild von den Verhältnisse im Untergrund. [1]

Als geothermischer Nutzhorizont wurde der Detfurth-Sandstein, eine Schicht des Mittleren Buntsandsteins aus der germanischen Trias, identifiziert. Es wird von einer Gebirgstemperatur zwischen 65 und 70 °C sowie einem Produktionsindex von bis zu 120 m<sup>3</sup>/hMPa ausgegangen. Die zur Förderung anstehenden Tiefenwässer sind stark mineralisiert, weshalb zum einen eine baldige Re-Injektion nach dem Wärmeentzug (s. u.) notwendig, zum anderen aber auch eine balneologische Nutzung der Sole möglich ist. [1]

### 3 Technologie

Die Erschließung der Lagerstätte erfolgt mit Hilfe zweier konventioneller, abgelenkter Tiefbohrungen, der hydrothermalen Dublette. Der Wärmeübergang von der Sole auf das Heiznetz erfolgt in der geothermischen Zentrale (GTZ). Das Heiznetz dient als Verteilungsstruktur, um die Energie von der Zentrale zu den Abnehmern zu transportieren.

#### 3.1 Bohrungen

Die Bohrungen werden im Rotray-Spülbohrverfahren abgeteuft. Die hydrothermale Dublette besteht aus zwei doppelt abgelenkten Bohrungen (Abb. 1), die von einem Bohrplatz aus auf eine vertikale Tiefe von ca. 1.900 m niedergebracht werden.

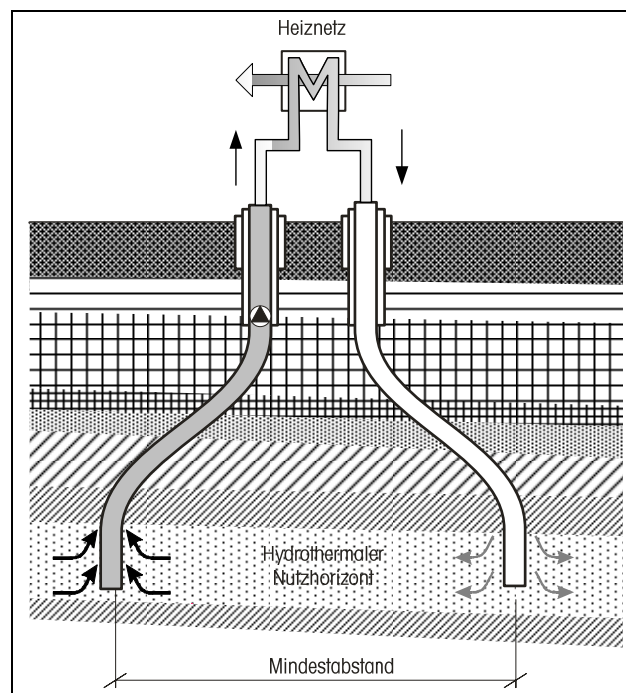


Abb. 1: Schema einer hydrothermalen Dublette

Durch die Produktionssonde (Abb. 1 links) wird das Thermalwasser aus dem Nutzhorizont an die Tagesoberfläche gepumpt. Dort wird ihm in der geothermischen Zentrale (s. u.) die gespeicherte Wärme entzogen, bevor es durch die Injektionssonde (Abb. 1 rechts) zurück in die Trägerformation gepresst wird. Dies stellt zum einen sicher, dass es in der Volumenbilanz des in-situ vorhandenen Thermalwassers kein Defizit gibt.

Zum anderen wird auf diese Weise gewährleistet, dass das hoch mineralisierte Fluid nicht länger als nötig an der Oberfläche verbleibt.

Der untertägige Mindestabstand ist so ausgelegt, dass kein thermischer Kurzschluss entstehen kann. Die Planungen gehen von einer Temperaturdifferenz von 1 K in 30 Jahren am Fuß der Förderbohrung aus.

### 3.2 Geothermische Zentrale

Die geothermische Zentrale (GTZ) stellt die Schnittstelle zwischen untertägiger Wärmequelle und Heiznetz dar. Hier erfolgt, wie oben angesprochen, die Übertragung der Wärme vom Thermalwasserkreislauf auf das Verteilungssystem sowie die bedarfsgeführte Anhebung der Heizwassertemperatur von ca. 65 °C Fördertemperatur auf ca. 80 °C Netzzirkulationstemperatur. Dafür kommt nach aktuellem Planungsstand eine Kompressionswärmepumpe zur Anwendung, welche neben der Anhebung des Temperaturniveaus im Netzzirkulation gleichzeitig für eine Absenkung der Netzzirkulationstemperatur und damit für eine noch bessere Effizienz der Anlage sorgt. Aus dem beigefügten Schaltschema (Abb. 2) gehen ferner ein BHKW zur Eigenstromversorgung und ebenfalls Erhöhung der Netzzirkulationstemperatur sowie zentrale Spitzenlastkessel (finale Ausbaustufe) hervor.

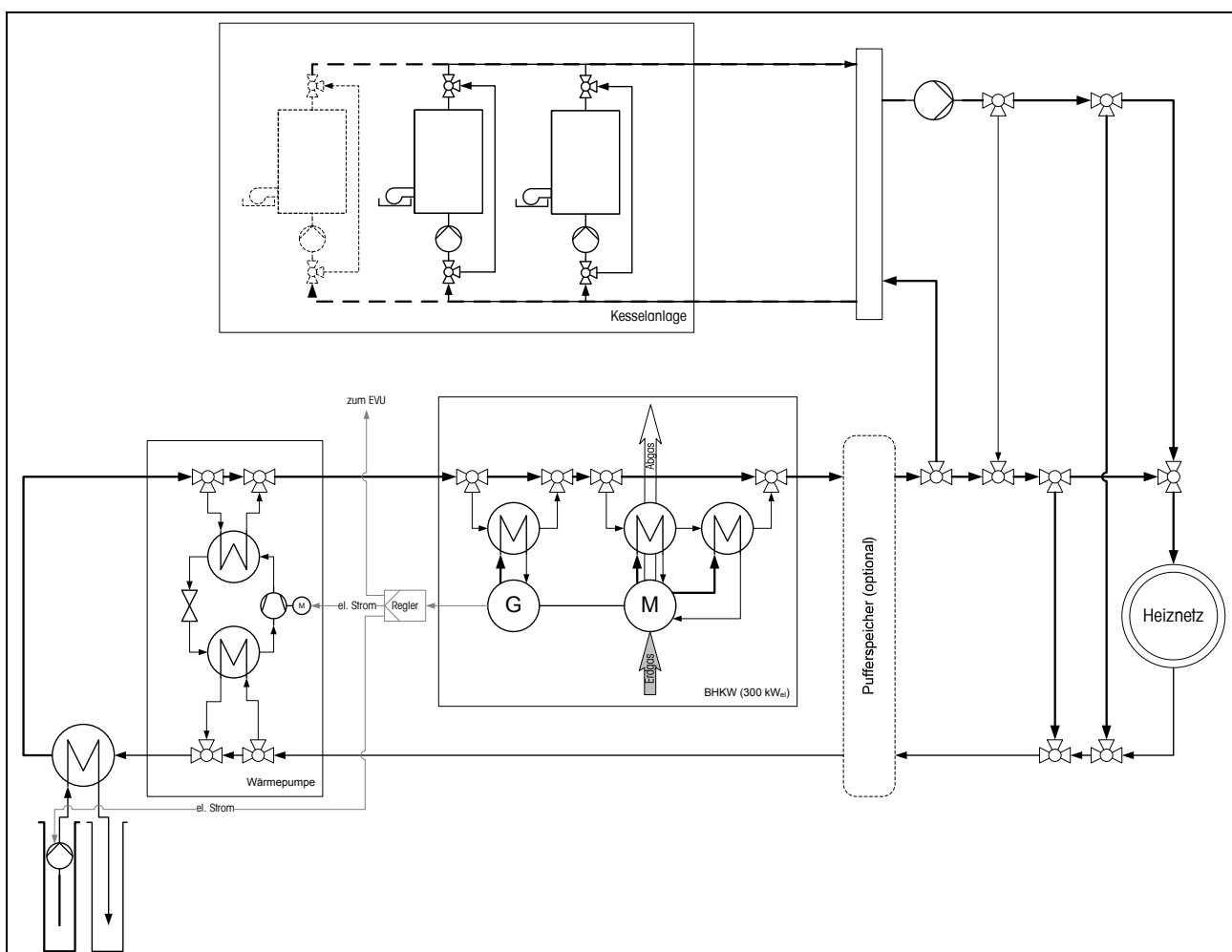


Abb. 2: Schaltschema der geothermischen Zentrale

In der ersten Ausbaustufe erfolgt die Versorgung der Abnehmer mit Grund- und Mittellastwärme, das heißt, die erforderlichen Spitzenlasten werden durch die beim Abnehmer zunächst verbleibenden Kesselanlagen geliefert. Dies gilt auch für die notwendigen Redundanzen. Im Laufe der Zeit, insbesondere, wenn diese Bestandsanlagen das Ende Ihrer Lebensdauer erreicht haben werden, ist der Übergang zu einer zentralen Vollversorgung vorgesehen.

### **3.3 Heiznetz**

Die geothermische Erschließung der Kaiserbäder mit den drei Ortsteilen Heringsdorf, Bansin und Ahlbeck ist in drei Phasen geplant. Ausgehend von Bau und Errichtung der Dublette nebst GTZ und Heiznetz in Heringsdorf werden in der zweiten Phase analog Bansin und drittens Ahlbeck erschlossen. Abschließend werden die drei Ortsnetze zu einem Erdwärmeringnetz miteinander verbunden, um auf diese Weise weitere Redundanzen darstellen zu können und gegebenenfalls für Versorgungsausgleich zwischen den Teilnetzen zu sorgen. [2]

Basis für die Planungen ist ein detailliertes Wärmekataster, welches alle relevanten Daten der einzelnen Abnehmer ortsbezogen verwaltet. Auf diese Weise sind sehr schnell Abnahmekonzentrationen bzw. Ortsbereiche mit geringerer Versorgungsdichte auflösbar. Dies ermöglicht eine bedarfsgerechte Auslegung der verschiedenen Netzteile sowohl hinsichtlich der Rohrdurchmesser und damit der hydraulischen Netzparameter als auch mit Blick auf die notwendigen Baumaßnahmen und Oberflächeneingriffe.

### **4 Vorteile Geothermischer Fernwärmeversorgung**

Die im Rahmen des beschriebenen Projektes genutzte Erdwärme steht langfristig jederzeit, d. h. jahres- bzw. tageszeitunabhängig, sowie unabhängig von jedweder Witterung zur Verfügung. Sie ist damit ständig und kontinuierlich verfügbar, was sie als Energiequelle zur Deckung der Grundlast ausweist und qualifiziert.

Beim Abnehmer kommt sie in Form von Fernwärme (als heißes Wasser) komfortabel und ungefährlich ohne Gerüche und Abgase an.

Die mit der Produktion der geothermischen Grundlast-Fernwärme verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen beschränken sich auf ein Minimum. Es werden pro Dublette ca. 5.000 bis 5.500 t CO<sub>2</sub>-Emissionen jährlich vermieden.

Die bereits langfristige Verfügbarkeit der Energiequelle Erdwärme sorgt aufgrund der mit ihr verbundenen Entkoppelung der Heizenergieversorgung von den Entwicklungen auf den Märkten für fossile Energieträger für eine ebenso langfristige Preisstabilität und eine gewisse Marktautonomie. Schließlich erfolgt die Wärmeproduktion aus heimischer und erneuerbarer Quelle.

Das vergleichsweise niedrige Temperaturniveau der geothermischen Fernwärmeversorgung führt mittelfristig zu einer Anpassung der vorhandenen Heizungssysteme, was mit einer Erhöhung des Grundlastanteils einhergeht, der aus Geothermie gedeckt wird. Dies sorgt für eine nachhaltige Verbesserung der Energieeffizienz und garantiert einen langfristig hohen Anschlussgrad.

Da die geothermische Fernwärme die Kriterien des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) erfüllt, ist sie auch und besonders im Neubaubereich attraktiv, was die oben beschriebenen Vorteile und mittelfristigen Effekte nochmals verstärkt.

### **5 Quellenangaben/Referenzen**

- [1] M. Wolfgramm et. al. (2005), Geologische Kenntnisstandsanalyse für die Machbarkeit einer geothermischen Nutzung in Ost-Usedom (Mecklenburg-Vorpommern), Projektbericht, unveröffentlicht
- [2] DISA energy GmbH, Geothermie Neubrandenburg GmbH (2009), Kaiserbäder Usedom, Schlussbericht zum BMU-geförderten Forschungsprojekt 0327604

## Bedingungen für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

Sieben Institute des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien haben ein „Energiekonzept 2050“ erarbeitet, in dem die Technologien dargestellt werden, die es bis 2050 erlauben, die Energieversorgung auf „erneuerbare Füße“ zu stellen. Außerdem werden auch die dazu gehörigen Infrastruktur- bzw. Randbedingungen vorgestellt. Wenn die Energiepolitik Energieeffizienz- und Speichertechnologien fördert, die Stromnetze ausbaut, das EEG und die Innovationsdynamik aufrecht erhält, kann das Energiesystem 2050 sogar um mehr als 700 Mrd. Euro preiswerter sein als das heutige.

Das Papier steht im Internet unter [www.fvee.de](http://www.fvee.de)<sup>1</sup>

Gerd Stadermann

FVEE Berlin

Erneuerbare Energien haben das größte energetische und technische Potenzial aller bekannten Energiequellen. Sie sind umwelt- und klimafreundlich, global einsetzbar, in wenigen Jahren die kostengünstigsten Energiequellen und sie genießen eine außerordentlich hohe gesellschaftliche Akzeptanz. Die erneuerbaren Energien können die Nutzung von Kohle, Erdöl, Erdgas und nuklearen Energien im Strom- und Wärmemarkt schrittweise reduzieren und langfristig vollständig ersetzen. Sie reduzieren damit die Abhängigkeit von Energieimporten, erhöhen die Energiewertschöpfung im Land und schaffen Arbeitsplätze /1/.

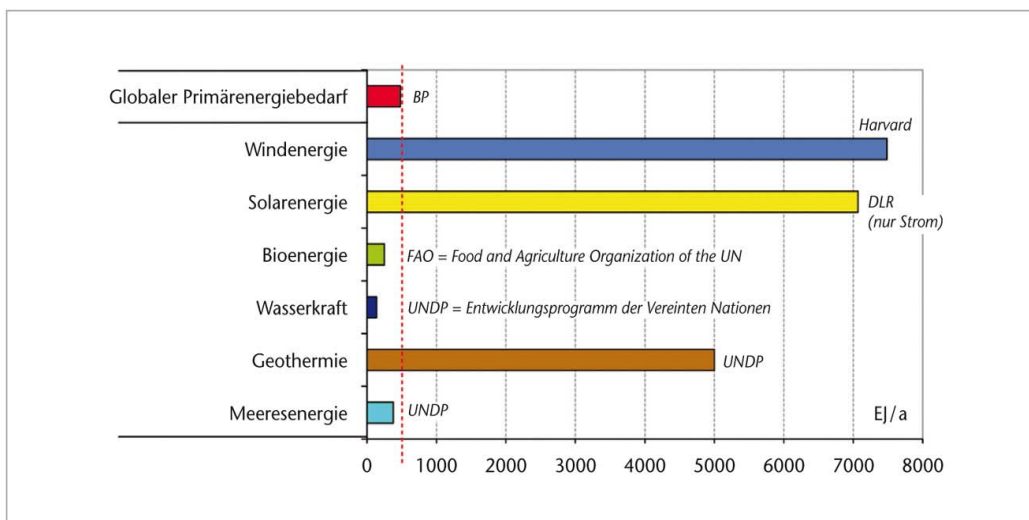


Abb. 1: Weltweites technisches Potenzial erneuerbarer Energien, Quelle: Fraunhofer IWES

Das Energiekonzept 2050 „Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien“ zeigt, dass sich die Energietechnologien der Erneuerbaren in den letzten Jahren mit einer nicht vorhersehbaren Rasanze entwickelt haben und dass sie das energetische Rückgrad bilden können für eine nachhaltige Energieversorgung.

<sup>1</sup> [http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision\\_fuer\\_nachhaltiges\\_energiekonzept.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision_fuer_nachhaltiges_energiekonzept.pdf)

## 1. Vollversorgung mit erneuerbaren Energien ist möglich

Die Technologien zur Nutzung der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz haben sich rascher entwickelt als erwartet. Die bemerkenswerten Fortschritte zeigen, dass bei anhaltender Innovationsdynamik schon 2050 in Deutschland ein Energiesystem realisiert werden kann, das zu 100 % auf erneuerbaren Energien basiert.

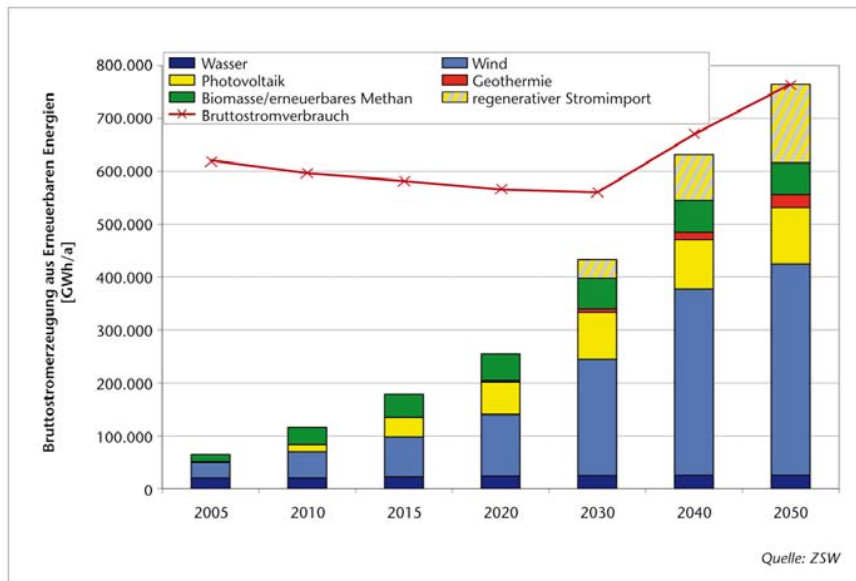


Abb. 2: erneuerbare Energien Bruttostromerzeugung und -verbrauch in Deutschland bis 2050, Quelle: ZSW

### Beispiele für technologische Weiterentwicklungen der letzten Jahre:

- **Energieeffizientes Bauen:** Signifikante Minderung der Bedarfe für Heizen, Kühlen, Belüften und Belichten von Gebäuden mittels Effizienzsteigerung der Bau- und Anlagentechnik (Niedrigenergie-, 3-Liter- und Passivhaus).
- **Kraft-Wärme-Kopplung:** Erhöhung der Bereitstellungs- und Nutzungseffizienzen durch Kombinationsmöglichkeiten erneuerbarer Energietechniken mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder mit Wärmepumpen.
- **Photovoltaik:** Stetige Kostenreduktion um durchschnittlich 7% pro Jahr in den vergangenen 10 Jahren durch Erhöhung der Wirkungsgrade, effizienteren Materialeinsatz und neue Produktionstechnologien.
- **Solarthermische Kraftwerke:** Entwicklung und Bau solarthermischer Kraftwerke mit großen Energiespeichern.
- **Elektromobilität:** Entwicklung der Elektromobilität und der damit verbundenen Chance, erneuerbare Energien auch im Verkehr effizient nutzen zu können.
- **Biomasse:** Entwicklung von Polygeneration-Verfahren zur energetischen Nutzung von Biomasse, um Strom, Wärme, Kälte und Kraftstoff zu erzeugen.
- **Wasserstoff:** Wasserstoffherzeugung durch Hochtemperaturelektrolyse mit Wirkungsgraden von bis zu 80% .
- **Brennstoffzellen:** Brennstoffzellen werden in großangelegten Feldtests für den Einsatz in der Gebäudeenergieversorgung, im Individualverkehr und im öffentlichem Nahverkehr erprobt.
- **Erneuerbares Methan:** Neue Konversionstechnologie, um aus erneuerbarem Strom und CO<sub>2</sub> erneuerbares Methangas zu erzeugen. Damit kann das Erdgasnetz unmittelbar als großer Speicher für erneuerbare Energien genutzt werden.

- **Regeneratives Kombikraftwerk:** Die Entwicklung regenerativer Kombikraftwerke für das koordinierte Zusammenspiel verschiedener EE-Technologien
- **Offshore Windkraftanlagen:** Die Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung mit einer neuen Anlagengeneration und verbesserte Windleistungsprognosen auf der Basis energiemeteorologischer Methoden
- **Netzintegration:** Entwicklung von Wechselrichtern, die zunehmend Systemdienstleistungen zur Netzstabilisierung übernehmen. Präzise Prognoseverfahren für die Leistungsvorhersage von Wind- und Solarkraftwerken.
- **Smart Grids:** Entwicklung von smart grids in Verbindung mit smart metering: Intelligente Verteilnetze für Strom in Verbindung mit zeitvariablen Tarifen für das Lastmanagement .
- **Solare Wärme und Kälte:** Erhöhung der Effizienz der solarthermischen Kollektoren und Systeme für Raumheizungsunterstützung, Entwicklung von Prozesswärmeanwendungen und solarthermischer Kühlung.
- **Das Solaraktivhaus:** Entwicklung des Solaraktivhauses, das zu 50 bis 100 % mit thermischen Solarkollektoren beheizt wird.

In dem Energiekonzept 2050 werden aber auch die sogenannten Randbedingungen behandelt. In der Mathematik legen Randbedingungen die Definitionsbereiche fest, unter denen Lösungen eines Problems erst möglich werden. Für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien zählen zu den wichtigsten dieser Randbedingungen:

1. Erhöhung der Energieeffizienz von Bereitstellungs- und Nutzungstechnologien
2. Ausbau des Stromnetzes
3. Entwicklung von Energiespeichertechnologien
4. Priorität für Forschung und Entwicklung erneuerbarer Energietechnologien
5. Erhalt der Vorrangregelung für Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien

### 1. Bedingung: Erhöhung der Energieeffizienz

Auf dem Feld der Energieeffizienztechnologien entscheidet sich, ob die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesrepublik erreicht werden können oder nicht /1/. Wenn die erneuerbaren Energien einfach bloß zusätzlich zu fossiler und nuklearer erzeugt würden ergäben sich keine Entlastungseffekte. Auch der bloße Ersatz von fossilem oder atomarem Strom führt noch nicht zu einem nachhaltigen Energiesystem. Es muss eine deutliche Reduzierung des Energieverbrauchs erfolgen. Denn der heutige Energieeintrag in die Natur ist zu groß! Die Folge ist: Artensterben durch Abholzen der Wälder, durch Bodenerosion, durch Erwärmung von Flüssen und Seen, durch Lichtverschmutzung und nicht zuletzt durch die rasante Klimaerwärmung (CO<sub>2</sub> und Wärmeabstrahlung), die eine Anpassung der Flora und Fauna fast unmöglich macht.

Vom energetischen und technologischen Potenzial der erneuerbaren Energien aus gesehen, wäre die Senkung des Energieverbrauchs eigentlich nicht nötig, denn die Energiepotenziale der Erneuerbaren sind riesig. Dennoch gibt es neben den ökologischen auch wirtschaftliche Gründe, mit erneuerbaren Energien sparsam umzugehen. Dabei werden zwei verschiedene Effizienzarten unterschieden – die Energieerzeugungseffizienz und die Energienutzungseffizienz.

#### Gründe für Energienutzungseffizienz

- Der Strombedarf wird wohl weltweit auf das Doppelte steigen.
- Wenn sich der Strombedarf verdoppelt, würde sich ohne erneuerbare Energien und Energieeffizienz auch der klimaschädliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß verdoppeln.
- Wenn in Deutschland durch Energieeffizienz der Strombedarf um 50% sinken würde, würde sich der Anteil der erneuerbaren Energien im Netz um etwa den gleichen Prozentsatz erhöhen. Man braucht dann also nur halb so viele Windräder, PV-Anlagen, Wasserkraftanlagen, usw. um Kohle und Atomstrom zu ersetzen.

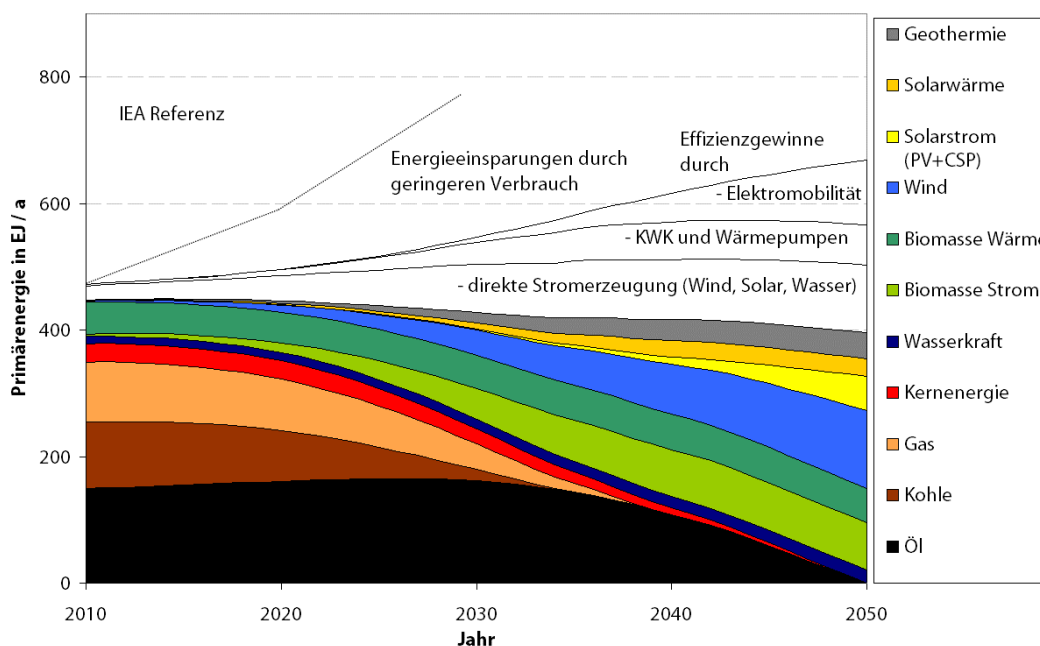


- Energiekosten sind immer auch Produktionskosten, wer in der Wirtschaft am wenigsten Energie benötigt, um ein Produkt zu erzeugen, hat einen Wettbewerbsvorteil.
- Wenn auch der Wärmebedarf sinkt, benötigen wir weniger Strom, Gas, Solarthermie, Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung.
- Durch konsequente Nutzung von Energieeffizienztechnologien können sich Wohnhäuser und Industriegebäude selbst mit Energie versorgen, denn durch Energieeffizienztechnologien können erneuerbare Energien oft erst ihre volle Wirkung entfalten, weil ein geringerer Energiebedarf Vorteile für ihren Einsatz bringt.

Szenario		Primärenergiebedarf		CO <sub>2</sub> -Emissionen	
		TWh/a	kWh/m <sup>2</sup> a	Mio. t/a	kg/m <sup>2</sup> a
Ist	Status Quo 2005	750	226	191	58
1	Fortschreibung bis 2020	624	162	157	41
2	nur erhöhte EnEV für Neubau (IEKP-Szenarium 30/30)	619	161	156	41
3	Zuwachs auf jährl. 3 Prozent Vollsanierung	577	150	145	38
4	Maßnahmenbündel „CO <sub>2</sub> minus 40 Prozent“	458	119	114	30

Abb. 3: Primärenergiebedarf und CO<sub>2</sub>-Emissionen für einzelne Sanierungsszenarien Entsprechend den im CO<sub>2</sub>-Gebäudereport der Bundesregierung ermittelten Wirkungen unterschiedlicher Szenarien können die gebäudebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 bezogen auf das Jahr 2005 um 40 % gesenkt werden. Dabei sind Gesamtinvestitionen von ca. 344 Mrd. € notwendig, entsprechend jährlich 23 Mrd. €, die eine Heizkostensenkung von 51 Mrd. € bewirken

In Abbildung 4 ist dargestellt, wie trotz einer Verdopplung des weltweiten Strombedarfs bis 2050 der Gesamtbetrag der Primärenergie nicht zu steigen braucht, wenn fossile Energieträger schrittweise durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Dabei spielen Energieeffizienztechnologien wie KWK, Elektromobilität, Wärmepumpen und Verbrauchsreduktionen die Hauptrolle. Die Prognose der IEA, die eine andere Entwicklung beschreibt, ist mit der linken Kurve angedeutet /1/.



**Abb. 4:** Szenario 100% erneuerbare Energien: Globaler Primärenergiebedarf bis 2050 nach der Wirkungsgradmethode. Energieeinsparungen ergeben sich vor allem im Gebäudebereich.

PV = Photovoltaik; CSP = concentrated solar power – solarthermische Stromerzeugung).

Quelle: Fraunhofer IWES (Schmid, Sterner, 2010).

### Erhöhung der Energieerzeugungseffizienz

Die Energieerzeugungseffizienz von Kohle- oder Atomkraftwerken beträgt im Durchschnitt nur 35 %, weil die Abwärme nicht genutzt wird. Der Einsatz von erneuerbaren Energien aus Wind, PV und Wasserkraft ist daher um 55 bis 65 % effizienter als aus Kohle- und Atomkraftwerken, weil bei ihrer Erzeugung keine Abwärme anfällt. Daher lohnt es sich, Strom aus Kohle- und Atomkraftwerken durch Strom aus EE wie Wind, Photovoltaik und Wasserkraft zu ersetzen. Die Energieerzeugungseffizienz erhöht sich dabei um ca. 2/3 gegenüber dem Primärenergieeinsatz in konventionellen Kraftwerken (siehe auch Abb. 1). Der Einsatz von erneuerbaren Energien, bei denen Wärme abfällt, sollte immer in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgen.

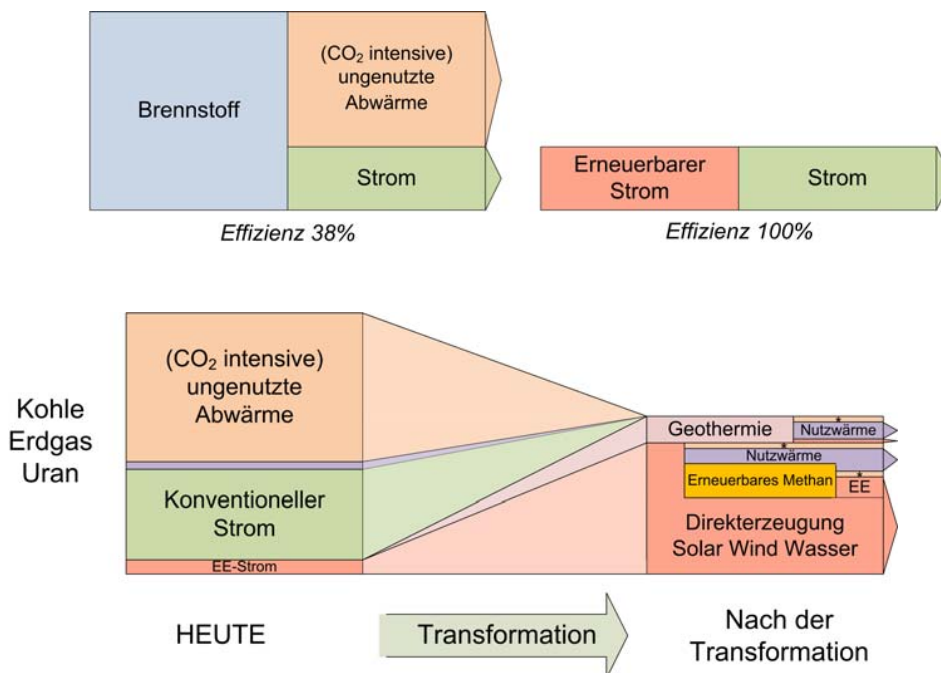


Abb. 5: Effizienzgewinn im Stromsektor, Quelle Fraunhofer IWES

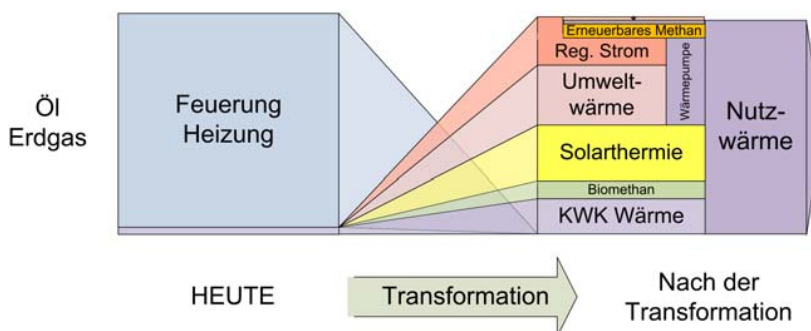


Abb. 6: Transformation des Wärmesektors, Quelle Fraunhofer IWES

### Systemtechnische Optimierung fördern

Energieerzeugungs- und -bereitstellungseffizienzen benötigen systemtechnische Lösungen - sei es die Kraft-Wärme-Kopplung oder Wärmepumpen, die mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben, energiewirtschaftlich mit höherer Effizienz betrieben werden können. Ein

weiteres Beispiel ist das energieeffiziente und solare Bauen: Erst durch die Maßnahmen des energieoptimierten Bauens kann die Energieversorgung eines Gebäudes auf der Basis erneuerbarer Energien ihre volle Wirkung entfalten, weil ein geringerer Energiebedarf Vorteile für den Einsatz erneuerbarer Energieträger bringt /1/.

Die Kombination von Effizienz- und Energietechnologien erlaubt vor allem auch dann Systemgrenzen zu überschreiten, wenn die zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energiequellen je nach Bedarf in die nachgefragten Energieformen umgewandelt werden. So kann aus Strom auch Wärme und Kraftstoff entstehen, aus Wärme Strom und Kraftstoff und aus Kraftstoff Strom und Wärme. Welche der Konversionen jeweils zum Tragen kommt hängt von den entwickelten Systemlösungen und ökonomischen Rahmenbedingungen ab /1/.

Energiequelle	Technologie	primäre Energieart	sekundäre Energien
Windenergie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Onshore</li> <li>• Offshore</li> </ul>	Stromerzeugung	Wärme Kraftstoff
Photovoltaik	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Siliziumwafer-PV</li> <li>• Dünnschicht-PV</li> <li>• konzentrierende Solazellen</li> </ul>	Stromerzeugung	Wärme Kraftstoff
solarthermische Kraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Parabolrinnenkraftwerke</li> <li>• Turmkraftwerke</li> <li>• Dishtechnologien</li> <li>• Fresnel-Kollektoranlagen</li> </ul>	Stromerzeugung	Wärme Kraftstoff
Wasserkraft	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Staudammtechniken</li> <li>• Laufwassertechniken</li> <li>• Meeresenergien</li> </ul>	Stromerzeugung	Wärme Kraftstoff
Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Polygenerationverfahren</li> </ul>	Stromerzeugung Wärmeerzeugung Kraftstofferzeugung	
Geothermie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wärmepumpen</li> <li>• Tiefengeothermie</li> </ul>	Wärmeerzeugung Stromerzeugung	
Solare Wärme	<ul style="list-style-type: none"> <li>• passive Solarenergienutzung: transparente Wärmedämmung</li> <li>• aktive Wärmeengewinnung: solarthermische Warmwassererzeugung und Heizung</li> <li>• Solaraktivhaus: solare Nahwärmesysteme, Prozesswärme und solare Kälte</li> </ul>	Wärmeerzeugung	

Abb. 7: Technologien zur Deckung des Energiebedarfs

Insofern ist es wichtig, die einzelnen zu erforschenden Energietechnologien nicht unabhängig voneinander zu optimieren, sondern zu zeigen, wie sich die erneuerbaren Energien in ihren systemischen Eigenschaften ergänzen und zusammen mit Effizienz- und Energiespeichertechnologien zu einem zuverlässigen und robusten „Regenerativen Kombikraftwerk Deutschland“ entwickeln lassen.

## 2. Ausbau des Stromnetzes

Mit zunehmendem Anteil fluktuierender Stromquellen muss für Europa ein neues, sehr leistungsfähiges Stromübertragungsnetz zur Verfügung stehen, das die bei der lokalen Erzeugung entstehenden Schwankungen großflächig ausgleicht. Es werden Verteil- und Ausgleichsnetze in europäischem Maßstab benötigt. Windenergie, Solarenergie können sich in europäischen Dimensionen sehr gut ausgleichen, wenn es ein europäisches Stromverbundnetz gibt (irgendwo weht immer der Wind oder scheint die Sonne).

Dafür müssen leistungsfähige, intelligente europäische Stromnetze aufgebaut werden. Denn es ist energetisch und wirtschaftlich vorteilhaft, verstärkt dezentrale Energieversorgungsstrukturen zu entwickeln, die über „Backbone“-Netze miteinander verbunden sind. Über diese Netze können mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnologien Lastschwankungen oder Angebotsschwankungen auch über große Entfernungen ausgeglichen und zusätzliche Stromlieferanten eingebunden werden (z. B. Wasserkraft aus Skandinavien, Windenergie aus Portugal oder Solarstrom aus Nordafrika).

Schon 2020 „trägt Strom aus dem sich etablierenden europäischen erneuerbaren Energie-Stromverbund mit knapp 5 TWh/a bereits substantiell zur erneuerbaren Energie-Stromerzeugung Deutschlands bei. /4/.

Gelingt der Ausbau dieses transeuropäischen Supernetzes nicht rechtzeitig oder nicht vollständig, müssen im nationalen Rahmen einerseits Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien gespeichert werden und andererseits Stromlücken durch Regellast-Kraftwerke aufgefangen werden. Im Gegensatz zu bisher eingesetzten Grund- bzw. Mittellastkraftwerken sind das schnell reagierende Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung und virtuell vernetzbare Kleinstsysteme wie Blockheizkraftwerke, Mikroturbinen und Brennstoffzellen. Elektrische Energiespeicher, wie sie oft vorgeschlagen werden, könnten im Prinzip diesen Ausgleich ebenfalls leisten, sie sind jedoch auf absehbare Zeit gegenüber starken Netzen bzw. Regellast-Kraftwerken vermutlich nicht konkurrenzfähig.

**Das Regenerative Kombikraftwerk:** Das Prinzip „Regeneratives Kombikraftwerk“ wird mit seinem systemtechnischen Zusammenspiel der erneuerbaren Energien und der Energiespeicherung auf ganz Deutschland ausgedehnt. Sie ermöglichen einen Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung durch EE durch Zusammenschalten von Windkraftanlagen, PV-Anlagen, Biogasanlagen, Geothermieanlagen, Wasserkraftanlagen (inklusive Pumpspeicherwerke).

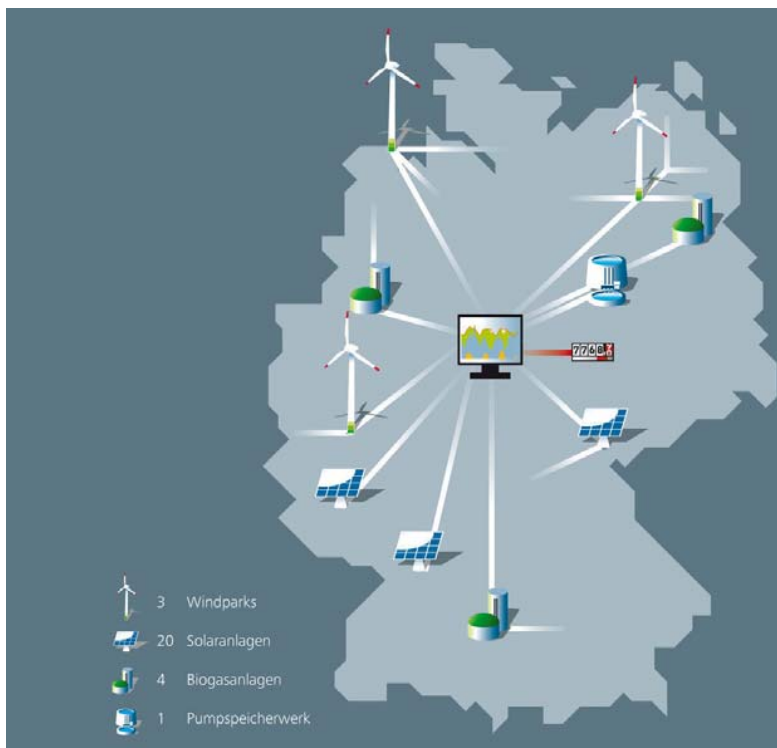


Abb. 8: Das Regenerative Kombikraftwerk, Quelle Fraunhofer IWES

Erneuerbarer Strom wird somit zur Primärenergie, indem auch chemische Energieträger (Wasserstoff, Methan) aus ihm gewonnen werden.

### 3. Bedingung: Energiespeichertechnologien

Wer 100% EE will benötigt einen effizienten Ausbau von Energiespeichern. Während fossile und nukleare Energien in gespeicherter Form vorliegen und somit im Rahmen der bereitgestellten Kapazitäten zeitlich flexibel zur Deckung des schwankenden Energiebedarfs zur Verfügung stehen, besteht bei Erneuerbaren im Stromsektor selbst bei idealem Ausgleich durch Stromübertragung in ganz Europa noch ein Restbedarf an Speichern /2/.

Denn für eine 100% erneuerbare Energieversorgung liegt der Bedarf an Stromspeichern deutlich über der heute verfügbaren Speicherkapazität. In Deutschland kann es in den Wintermonaten zu Zeiten mit sehr geringem Angebot an erneuerbaren Energien kommen (wenig Solarenergie und Windflauten) /2/.

Die einzigen vorhandenen Großspeicher in der notwendigen Größenordnung sind Erdgasspeicher mit einer bestehenden thermischen Kapazität von 217 TWh (Untertage-Gasspeicher) und einem geplanten Ausbau um 79 TWh in den nächsten Jahren. Diese Technik der Langzeitspeicherung ist sicher und bewährt und kann für chemische Energieträger aus erneuerbarem Strom auf zwei Arten verwendet werden: einerseits direkt durch die Speicherung von Erdgas-Substitut in Form von erneuerbarem Methan oder von Wasserstoff über eine Umstellung der Gasinfrastruktur in ein Wasserstoff-Verteilnetz /1/.

#### Erneuerbares Methan als chemischer Energiespeicher

Für die Überbrückung längerer Phasen mit zu geringem Angebot können in Überangebotszeiten diese chemischen Energieträger in Langzeitspeichern saisonal verfügbar gemacht werden, die unter anderem auch für den Verkehrssektor notwendig sind. Die Herstellung von "erneuerbarem (synthetischem) Methan" bedeutet einen Paradigmenwechsel für die Energiespeicherung.

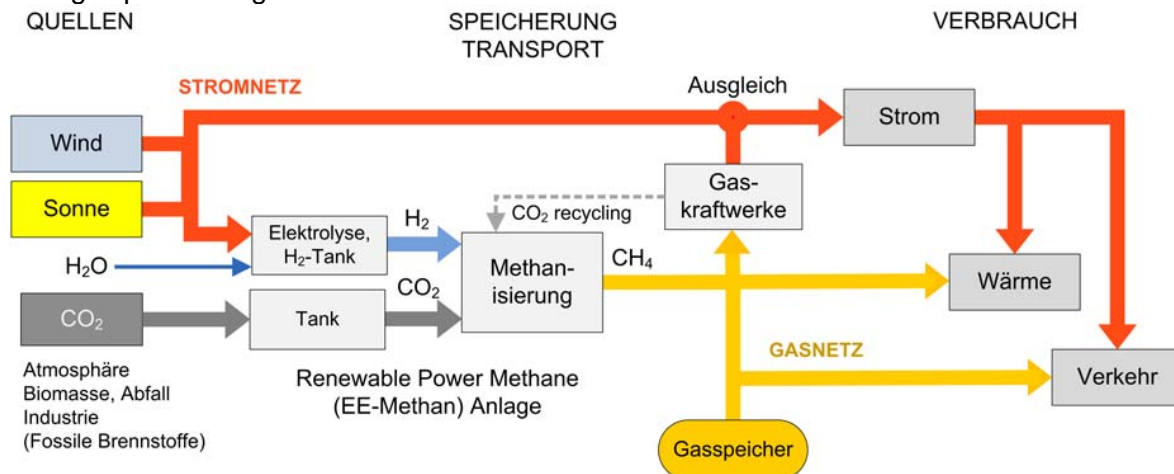


Abb. 9: Herstellung von Methan und anschließende Speicherung, Quelle: ZSW, Fraunhofer ISE

Zur Herstellung chemischer Energieträger aus Erneuerbaren wird mittels Elektrolyse aus Wasser Wasserstoff und Sauerstoff gewonnen. Der erzeugte Wasserstoff kann dann als sauberer Energieträger eingesetzt werden, zum Beispiel in Brennstoffzellen, Gasturbinen oder Verbrennungsmotoren.

Aus dem Wasserstoff kann aber auch durch eine chemische Reaktion mit Kohlendioxid Methan erzeugt werden: das ist synthetisches Erdgas. Dieses Erdgassubstitut lässt sich problemlos in das bereits bestehende Versorgungsnetz integrieren.

Die Methan-Herstellung aus erneuerbaren Energien und die Nutzungsoptionen in unterschiedlichen Verbrauchssektoren bieten die Chance für ein Zusammenwachsen der Energiesektoren Energiespeicher, Stromnetz, Gasnetz und Mobilität. Strom und

erneuerbares Methangas sind bidirektional ineinander umwandelbar und verfügen schon heute über eine gut ausgebaute Infrastruktur mit saisonaler Gasspeicherkapazität.

### **Thermische Energiespeicher**

Auch die thermische Energiespeicherung ist unverzichtbar. Die möglichen Einsatzbereich thermischer Energiespeicher reichen von der saisonalen Speicherung in der Solarthermie bis zu Hochtemperaturspeichern bei der solarthermischen Elektrizitätserzeugung. Selbst erneuerbar erzeugte Elektrizität kann, wenn kurzzeitig nicht ins Netz einspeisbar, nach der Umwandlung in Wärme oder Kälte kostengünstig und effizient gespeichert werden.

Für die Speicherung thermischer Energie wird meist Wasser eingesetzt, da es eine hohe spezifische Wärmekapazität besitzt und sehr kostengünstig ist. Kleinere Speicher werden als Pufferspeicher in thermischen Solaranlagen (Warmwasserbereitung) für eine Speicherung über Tage oder Wochen eingesetzt. Große Wasserspeicher (bis zu mehreren tausend m<sup>3</sup>) werden zur saisonalen Speicherung solarer Wärme zum Heizen im Gebäudebereich meist in Verbindung mit einem Nahwärmenetz gebaut. Mit großen saisonalen Wärmespeichern kann in Deutschland etwa die Hälfte des Gesamtwärmebedarfs von größeren Gebäudeeinheiten solar gedeckt werden.

Die thermische Energiespeicherung ist insbesondere zur Steigerung der Energienutzungseffizienz von Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien notwendig. Denn Speicher für hohe Temperaturen und für kleine Kraft-Wärme-Kältekopplungsanlagen, ermöglichen einen stromgeführten Betrieb, wobei die anfallende Wärme einige Tage oder länger gespeichert werden kann. Dies ist für eine bessere Nutzung industrieller Prozesswärme interessant, um in Bereichen mit hohem Energieverbrauch große Wärmemengen wieder nutzbar zu machen für Gebäudeheizung und Warmwasserbereitung.

## **4. Bedingung: Priorität für Forschung und Entwicklung erneuerbarer Energietechnologien**

Die technologischen, ökonomischen und soziologischen Herausforderungen bei der Transformation zum Energiesystem 2050 sind nur mit Forschung und Entwicklung zu bewältigen.

Für den Übergang vom heutigen Zustand der Energiesysteme zu einem nachhaltigen, emissionsfreien, bzw. -neutralen System wird eine ständige Weiterentwicklung der erneuerbaren und energieeffizienten Technologien und der sozialen Begleitforschung benötigt.

Denn die heute verfügbaren Technologien erneuerbarer Energien sind noch nicht alle weit genug entwickelt, den Herausforderungen eines Massenmarkts gewachsen zu sein. Neue Materialien für den Ersatz teurer oder seltener Elemente, Verfahrenstechniken, Systemtechniken, Kommunikationstechniken usw. müssen für hohe Stoffumsätze entwickelt werden.

### **Kostenreduzierung durch Lernkurveneffekte**

Wesentlicher Vorteil der erneuerbaren Energien sind ihre sinkenden Kosten bei zunehmender Nutzung. In Abb. 10 und 11 sind Preis-Erfahrungskurven, bzw. sogenannte Lernkurven für verschiedene erneuerbare Energien zusammengestellt, wobei die Kosten über der erzeugten Energie betrachtet werden.

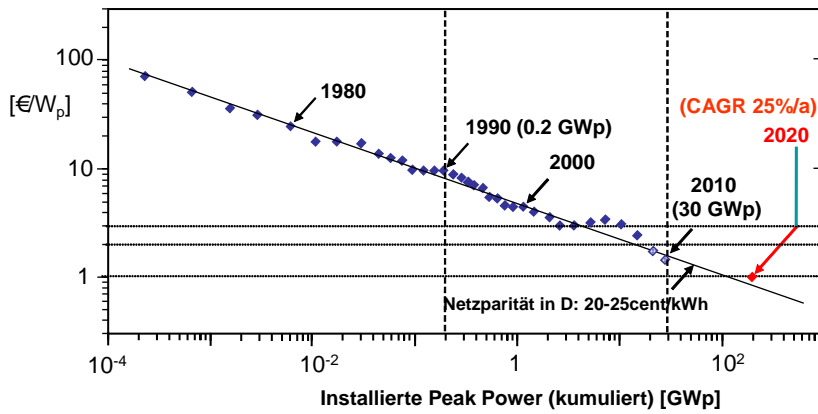
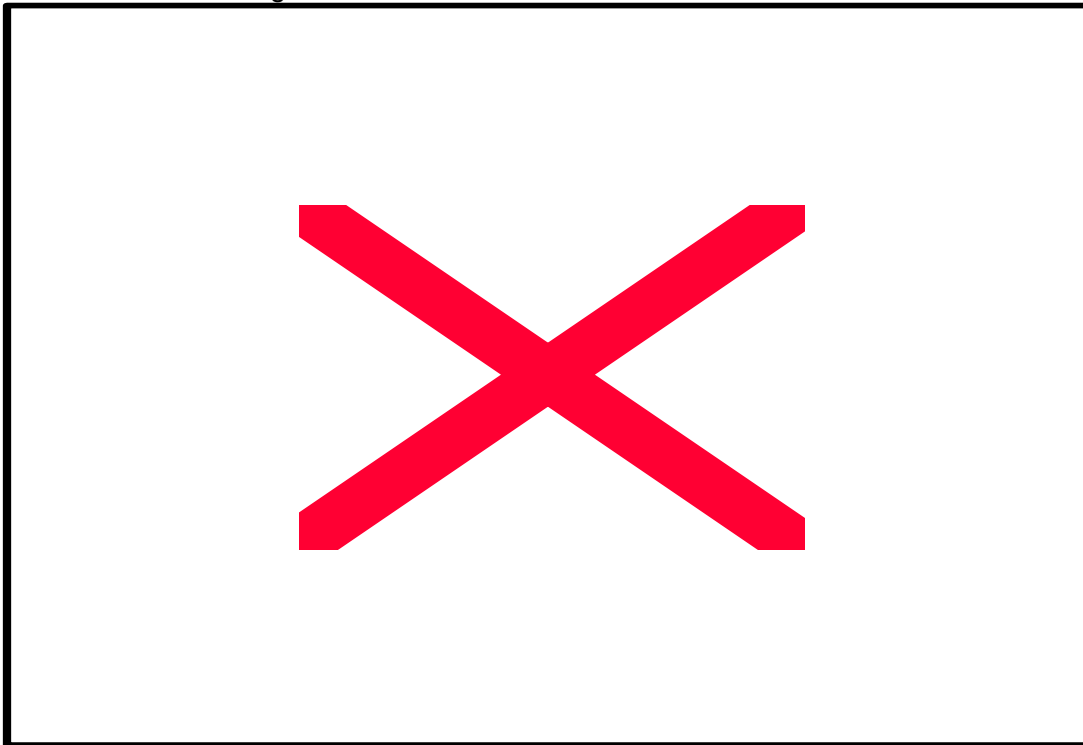


Abb. 10: Preis-Lernkurve von c-Si PV-Modulen (Stand September 2009)

In Abb. 11 wird deutlich, dass alle Erneuerbaren konkurrenzfähig zu den konventionellen fossilen Energieträgern werden, wenn ihr globaler Anteil etwa bei 10 % oder darüber liegt. Das gilt für alle gleichermaßen, die Wirtschaftlichkeit ist also keine grundsätzliche, sondern nur eine zeitliche Frage:



**Abb.11:** Die Entwicklungspotenziale der Stromerzeugungskosten aus erneuerbaren Energien weltweit (Quelle: J. Schmid, Fraunhofer IWES 2010) entsprechend den Lernraten der jeweiligen Technologie als Funktion der globalen jährlichen Stromproduktion in doppeltlogarithmischer Auftragung im Vergleich zu als (sogar) konstant angesetzten Stromkosten konventioneller Kraftwerke heute und zukünftig mit CO<sub>2</sub>-Sequestrierung (CCS). Die Startwerte der Kostenbänder stellen die aktuellen globalen Mengen und Kosten dar, die Endwerte entsprechen den Potenzialen des exemplarischen Pfads.

Die Verteilung der öffentlichen Ausgaben für Forschung und Entwicklung auf die verschiedenen Energietechnologien müssen sich an ihrer langfristigen Bedeutung orientieren. Entsprechend der Zielsetzung der Regierungskoalition und dem vorgestellten Energiekonzept ist deshalb bei der Forschungsförderung die Priorität auf die erneuerbaren Energien und Energieeffizienz zu legen.

## **5. Erhalt der Vorrangregelung für Strom einspeisung aus erneuerbaren Energien**

Eine stetige Stromerzeugung durch Grundlastkraftwerke wird dann nicht mehr benötigt, wenn der Anteil fluktuierenden erneuerbaren Stroms größer wird als der Anteil des stetigen Grundlaststroms im Netz gestattet. Dieser Prozess beginnt nach den Leitszenarien 2008 /3/ und 2009 /4/ bereits ab 2020, wenn der erneuerbare Energie-Strom einen Anteil von rund 40 % erreicht hat.

Mit anderen Worten, wenn die Vorrangigkeit der Einspeisung erneuerbarer Energien erhalten bleibt, dann wird die Wirtschaftlichkeit von Grundlastkraftwerken darüber entscheiden, wann sie aus ökonomischen Gründen abgeschaltet werden.

Geeignete Kraftwerkstypen sind dann: Gaskraftwerke und Kraft-Wärmekopplungsanlagen (Motor-Generatoren, Mikroturbinen, Brennstoffzellen), die über entsprechende Kommunikationseinrichtungen gesteuert werden können. Aber auch Biomasseanlagen und geothermische Stromkraftwerke können dazu beitragen, eine gleichmäßige Stromversorgung zu gewährleisten, wie das Regenerative Kombikraftwerk derzeit schon zeigt. Spätestens ab 2030 trägt auch die erneuerbare Energie-Stromerzeugung in größerem Umfang zu den wachsenden Regelungs- und Ausgleichsaufgaben bei /1/.

Die Konsequenzen, die sich aus der Forderung nach schnell reagierenden Kraftwerken ergeben, sind gravierend: Sie bedeuten, dass Großkraftwerke jeder Art für die zukünftigen Versorgungsstrukturen ungeeignet sind, wenn die fluktuierenden erneuerbaren Energien den Hauptanteil der Versorgung übernehmen sollen. Das bedeutet nicht nur, dass weder Kernkraftwerke, noch Fusionskraftwerke, noch Kohlekraftwerke eingesetzt werden können, sondern auch, dass die gegenwärtigen Ansätze der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung bei der Kohleverstromung (CCS) nicht nur aus rein wirtschaftlichen sondern auch aus systemischen Gründen in eine verkehrte Richtung führen würden.

Der zeitliche Verlauf der Reduzierung der Anzahl von Grundlastkraftwerken bis 2020 und darüber hinaus regelt sich über die Wirtschaftlichkeit der Kohle- und Kernkraftwerke, sofern die Vorrangregelung zur Einspeisung erneuerbaren Stroms weiterhin Bestand hat. Ausgleichszahlungen für abgeregelten erneuerbaren Strom dürfen nur Übergangsregelungen bleiben und müssen zu einem beschleunigten Netz- bzw. Speicherausbau führen.

### **Schlussfolgerungen**

Aus der Verbindung der im Energiekonzept 2050 beschriebenen technologischen Komponenten mit ihren Lern- und Erfahrungseffekten, der Energieeffizienz und der Kosten- und Nutzenanalyse /1/ ergibt sich:

1. Der Ausbau der erneuerbaren Energien verursacht zwar zunächst Mehrkosten sowohl in der Strom- und Wärmeerzeugung als auch im Verkehrssektor. Bei einer jahresspezifischen Betrachtung wird das Maximum der Mehrkosten aber bereits im Jahr 2015 mit einer Summe von rund 17 Mrd. Euro erreicht.
2. Bei der Betrachtung der Differenzkosten der erneuerbaren Energien aus allen drei Sektoren wird deutlich, dass die Transformation in ein vollständig auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem bis zum Jahr 2050 auch aus ökonomischer Sicht vorteilhaft ist. Im Zeitraum 2010 bis 2050 können allein in den Sektoren Strom und Wärme Kosten von insgesamt 730 Mrd. Euro eingespart werden.

Der Dreh- und Angelpunkt für eine weitere zügige Entwicklung hin zu einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien ist die Energiepolitik. Das Energiekonzept der Bundesregierung kann den Weg dahin öffnen, wenn die beschriebenen Bedingungen durch gesetzliche



Maßnahmen flankiert werden und wenn durch verstärkte Forschung und Entwicklung, die gegenwärtige Innovationsdynamik aufrecht erhalten wird. Dann allerdings werden Politik und Gesellschaft belohnt durch ein Energiesystem, das 2050 vorsichtig gesprochen, zumindest nicht teurer als das gegenwärtige sein wird.

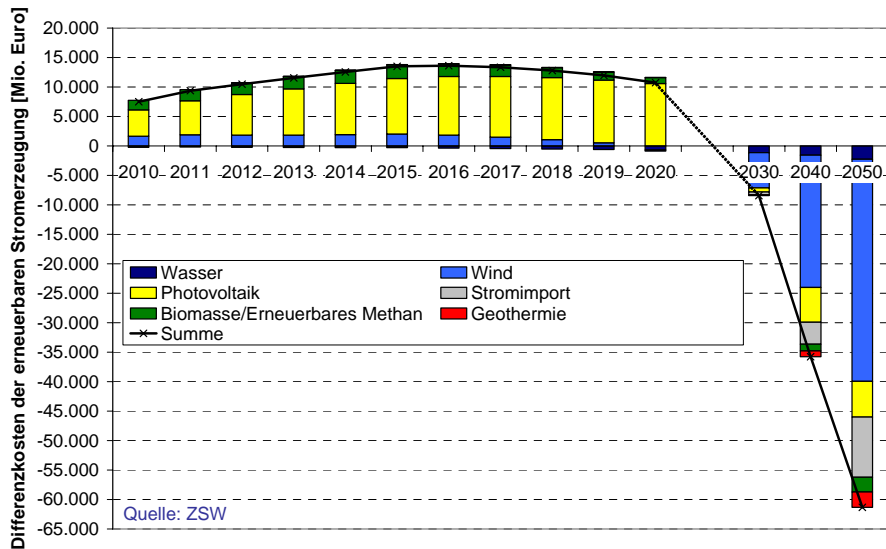


Abb. 12: Entwicklung Differenzkosten der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland

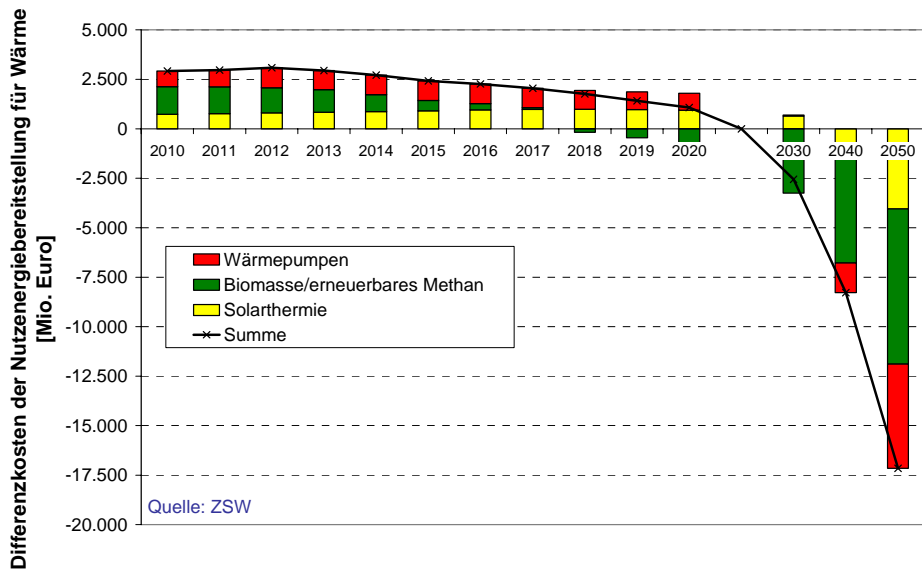


Abb. 13: Entwicklung Differenzkosten der erneuerbaren Nutzwärmebereitstellung

**Literatur**

- /1/ Energiekonzept 2050  
[http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision\\_fuer\\_nachhaltiges\\_energiekonzept.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision_fuer_nachhaltiges_energiekonzept.pdf)
- /2/ Von Bremen, L.; Hofmann (2009): Storage and Transport Capacities in Europe for a full Renewable Power Supply System. Fraunhofer IWES Studie für Siemens AG. Präsentation auf der ewec 2009 (European Wind Energy Conference). Marseille.
- /3/ Leitstudie 2008, Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Dr. Joachim Nitsch, Stuttgart, in Zusammenarbeit mit der Abteilung „Systemanalyse und Technikbewertung“ des DLR –Instituts für Technische Thermodynamik
- /4/ Nitsch, J., Wenzel, B., Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland - Leitszenario 2009; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Berlin; August 2009 und weiterführende Arbeiten.

# SOLARZELLEN DER DRITTEN GENERATION AUF DER BASIS VON SILIZIUM-NANOSTRUKTUREN

Bert Stegemann

*Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Wilhelminenhofstr. 75a, 12459 Berlin,  
Email: bert.stegemann@htw-berlin.de*

**Schlüsselwörter:** Photovoltaik, Solarzellen, Silizium, Nanostrukturen, Photoleitung

**Zusammenfassung:** Neuartige Solarzellkonzepte mit theoretisch extrem hohen Wirkungsgraden (Solarzellen der Dritten Generation) auf der Basis von Si/SiO<sub>2</sub>-Nanostrukturen werden derzeit intensiv untersucht. Ihre Realisierung kann z.B. mittels Multi-Quantenschicht-Strukturen, die aus abwechselnd aufeinanderfolgenden, nur jeweils wenige Nanometer dünnen Si- und SiO<sub>2</sub>-Schichten bestehen, wobei der quantenmechanische Effekt, dass die Bandlückenenergie mit abnehmender Silizium-Schichtdicke zunimmt, ausgenutzt wird. Eine grundlegende Forderung liegt in der Präparation von ultradünnen, kristallinen Si-Schichten mit möglichst perfekten Si/SiO<sub>2</sub>-Grenzflächen. Aktuelle experimentelle Ergebnisse zur Herstellung und Charakterisierung derartiger Strukturen werden hier vorgestellt und diskutiert.

**Abstract:** Novel solar cell concepts with potentially very high efficiencies (i.e., third generation solar cells) on the basis of Si/SiO<sub>2</sub> nanostructures are currently in the focus of intense research. They can be realized e.g. by using multilayer quantum structures that consist of alternating ultrathin Si and SiO<sub>2</sub> nanolayers utilizing the quantum size effect that the band gap energy increases with decreasing silicon film thickness. An essential prerequisite is the preparation of ultrathin crystalline Si layers with perfect Si/SiO<sub>2</sub> interfaces. In this contribution recent experimental results on the fabrication and characterization of such structures are presented and discussed.

## 1. Einleitung

Neuartige Solarzellenkonzepte, auch als Solarzellen der Dritten Generation bezeichnet, streben eine deutliche Reduzierung der Herstellungskosten im Vergleich zu den aktuell produzierten kristallinen Silizium-Solarzellen (Erste Generation) und Dünnschicht-Solarzellen (Zweite Generation) auf unter 0,5 \$/W<sub>p</sub> an. Dieses Ziel soll durch eine erhebliche Steigerung des Wirkungsgrades bei Aufrechterhaltung der Kostenvorteile der bereits jetzt eingesetzten Dünnschicht-Deposition-Techniken erreicht werden. Die drei Photovoltaik-Generationen sind in Abb. 1 in Abhängigkeit ihrer Wirkungsgrad- und Kostenpotentiale dargestellt [1]. Das Erreichen solcher Wirkungsgradverbesserungen erfordert das Überschreiten der sogenannten Shockley-Queisser-Grenze von etwa 32 % [2], die eine inhärente Wirkungsgradbegrenzung für konventionelle Solarzellen darstellt. Für die Realisierung derartiger Konzepte erscheinen Si/SiO<sub>2</sub>-Nanostrukturen unter Ausnutzung von Quantisierungseffekten attraktiv.

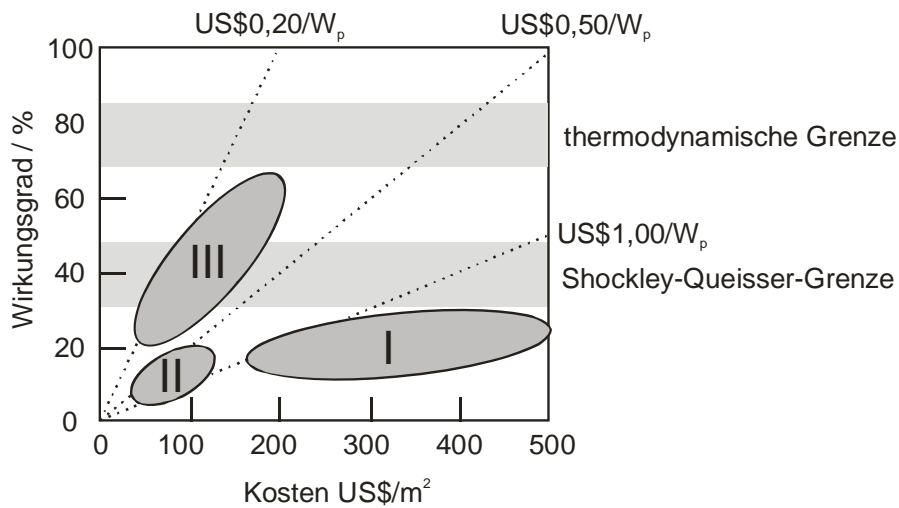


Abb. 1: Projektion der Wirkungsgrad- und Kostenpotentiale für Solarzellen der Ersten (I), Zweiten (II) und Dritten (III) Generation (nach [1]).

## 2. Solarzellenkonzepte der Dritten Generation

Hauptverlustmechanismen bei der Konversion des Sonnenlichtes sind (i) die Nicht-Absorption von Photonen mit Energien unterhalb der Bandlückenenergie (langwelliges Licht) und (ii) die Thermalisierung heißer Ladungsträger, die mit Energien oberhalb der Bandlückenenergie generiert werden (kurzwelliges Licht) und die im Zuge der Relaxation an das Kristallgitter ihre Überschussenergie an das Kristallgitter abgeben. Allein diese beiden fundamentalen Mechanismen sind bereits für den Verlust von mehr als 50% der einfallenden Solarenergie verantwortlich.

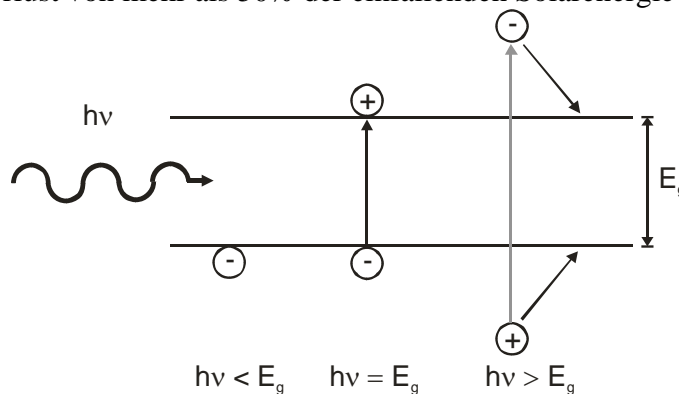


Abb. 2: Absorption von Photonen der Energie  $h\nu$  in einem Halbleiter mit der Bandlückenenergie  $E_g$ . Dargestellt sind 3 Fälle:  $h\nu < E_g$  (links),  $h\nu = E_g$  (Mitte),  $h\nu > E_g$  (rechts). Nur im Fall  $h\nu = E_g$  kann die Sonnenenergie zu 100% ausgenutzt werden.

Gegenwärtig werden drei grundlegende Ansätze verfolgt, um diese Verluste signifikant zu reduzieren und Wirkungsgrade oberhalb des Shockley-Queisser-Limits zu erzielen: (i) Erhöhung der Anzahl der Energieniveaus im Absorbermaterial, (ii) Generation mehrerer Ladungsträgerpaare pro einfallendem hochenergetischem Photon und (iii) Trennung heißer Ladungsträgerpaare bevor sie thermalisieren. Aussagen zum Potential und zu grundlegenden Vorteilen der einzelnen Ansätze sind mittels sogenannter *Detailed-Balance-Modellierungen* möglich [2].

Das einzige erfolgreich realisierte Konzept mit Wirkungsgraden oberhalb der Shockley-Queisser-Grenze sind derzeit Stapel-Solarzellen, die aus mehreren Halbleitern mit verschiedenen Bandlücken

bestehen (Ansatz (i)). Je nach Anzahl der verwendeten Einzelzellen werden diese Anordnungen als Tandem-, Tripel-, Quadrupel-Solarzellen usw. bezeichnet. Die Stapelung der Einzelzellen erfolgt entweder mechanisch oder als monolithischer Aufbau durch Gasphasenabscheidung der notwendigen Schichtsequenzen. Die Wirkungsgradgrenze, die hier Anwendung findet, ist das sogenannte thermodynamische Limit, das für den Fall von unendlich vielen aufeinander gestapelten Solarzellen mit optimal abgestimmten Bandlückenenergien unter maximal konzentrierter Sonneneinstrahlung 86,8 % beträgt. Für eine Tripel-Solarzelle liegt der theoretisch mögliche Wirkungsgrad bei 51 %. Der tatsächlich auf Laborebene realisierte Wirkungsgradweltrekord liegt aktuell bei 41,1 % (454-fach konzentriertes Sonnenlicht) und wird von einer 5 mm<sup>2</sup> großen Tripel-Solarzelle aus den III-V-Halbleitern GaInP/GaInAs/Ge gehalten [3]. Aufgrund der deutlich höheren Herstellungskosten werden solche Zellen zurzeit ausschließlich für Weltraumanwendungen als Energieversorgung von Satelliten eingesetzt.

### 3. Quanteneffekte in Silizium-Nanostrukturen

Große Anstrengungen werden derzeit unternommen, um hocheffiziente Stapel-Solarzellen kostengünstig auf der Basis des dominierenden photovoltaischen Materials Silizium zu entwickeln [1, 4-8]. Während bei III-V-Halbleitern die Bandlückenenergie über das Mischungsverhältnis der verwendeten Elemente eingestellt wird, kann aufgrund quantenmechanischer Überlegungen die Einstellung der Bandlückenenergie in Si-basierten Materialien über die Größe der verwendeten Strukturen erfolgen. Grundlegende Idee dabei ist das Ausnutzen von sogenannten Quantisierungseffekten (*Quantum Size Effects* oder *Confinement Effects*). Dies bedeutet, dass es auf atomarer Skala, d.h. in einer Größenordnung von wenigen Nanometern, keine eigentlichen Materialeigenschaften mehr gibt, sondern die Eigenschaften quantisiert sind und sich als Funktion der Größe ändern. Damit eröffnet sich die Möglichkeit, die Bandlückenenergie als Funktion der Si-schichtdicke gezielt einzustellen, siehe Abb. 3(a). Quantenmechanischer Hintergrund hierfür ist die Veränderung der Bandstruktur hin zu diskreten Energieniveaus aufgrund der räumlichen Einschränkung der Bewegungsfreiheit der Ladungsträger. Je nachdem, ob diese Einschränkung der Bewegungsfreiheit in einer, zwei oder in drei Dimensionen erfolgt, spricht man von Quantenschichten, -drähten bzw. -punkten [6, 8].

Der mögliche Aufbau einer solchen Multi-Quantschicht-Solarzelle ist in Abb. 3(b) schematisch dargestellt. Hierbei handelt es sich um eine Triple-Solarzelle, wobei zwei Solarzellen mit unterschiedlich dicken Si-Quantenschichten und somit verschiedener Bandlückenenergien auf eine klassische kristalline Si-Solarzelle gestapelt sind. Jede einzelne Solarzelle ist somit in der Lage, einen anderen Teil des Sonnenspektrums zu absorbieren. Als Barrierenmaterial fungiert SiO<sub>2</sub>, das eine ausreichend hohe Bandlückenenergie von 8,9 eV besitzt. Im dargestellten Beispiel sind Quantisierungs- und Ladungsträgertransportrichtung voneinander getrennt, da die Ladungsträgerextraktion in lateraler Richtung, d.h. parallel zu den Grenzflächen der Quantenschichtstruktur erfolgt. Denkbar ist aber auch das herkömmliche Konzept der Ladungsträgerextraktion über Front- und Rückseitenkontakt der Solarzelle [5, 9].

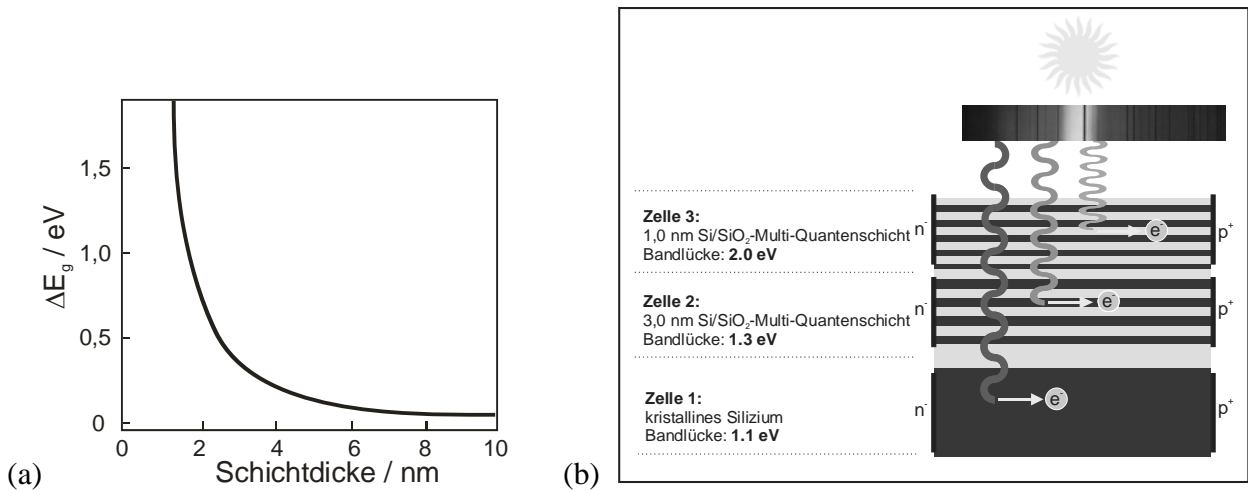


Abb. 3: (a) Zunahme der effektiven Bandlückenenergie in Si-Quantenschichten. Referenz ist kristallines Bulk-Si. (b) Schematischer Aufbau einer Si/SiO<sub>2</sub>-Tripel-Quantenschicht-Solarzelle. Zwei Solarzellen mit unterschiedlich dicken Si-Quantenschichten und somit unterschiedlichen Bandlückenenergien sind auf eine klassische kristalline Si-Solarzelle gestapelt.

#### 4. Experimentelle Ergebnisse

Grundbaustein einer solchen Multi-Quantenschicht-Solarzelle ist eine einzelne Silizium-Quantenschicht, die auf beiden Seiten von SiO<sub>2</sub>-Barrieren eingeschlossen ist. Die wohldefinierte Präparation einer solchen SiO<sub>2</sub>/Si/SiO<sub>2</sub>-Quantenschicht und die sorgfältige Analyse und Optimierung ihrer Eigenschaften sind somit wichtige Voraussetzungen und ein erster Schritt für die anvisierte Realisierung von Si/SiO<sub>2</sub>-Multi-Quantenschicht-Strukturen mit unterschiedlicher Periodizität.

In Abb. 4(a) ist eine hochaufgelöste Transmissionselektronenmikroskopie-Aufnahme des Querschnitts einer solchen Si-Quantenschicht mit einer homogenen Dicke von 7 nm zu sehen, die durch eine 2 nm dicke SiO<sub>2</sub>-Barriere bedeckt wird. Diese Probe wurde unter Ultrahochvakuum-Bedingungen in vier aufeinanderfolgenden Schritten hergestellt: (i) Abscheidung einer ursprünglich amorphen Si-Schicht auf einem Quarzglas(SiO<sub>2</sub>)-Substrat durch Elektronenstrahlverdampfung, (ii) Plasma-Oxidation mit thermalisierten, neutralen Sauerstoffatomen, (iii) Re-Kristallisation bei 1000 °C, (iv) Passivierung der Grenzflächendefekte mit Wasserstoff-Plasma [7, 10]. Innerhalb der Si-Schicht sind Netzebenen deutlich sichtbar, was auf eine hohe kristalline Ordnung hinweist. Diese Art der Präparation führt zu Si/SiO<sub>2</sub>-Grenzflächen, die nicht nur strukturell sondern auch chemisch abrupt sind. Dies ist deutlich im Röntgen-Photoelektronenspektroskopie(XPS)-Spektrum in Abb. 4(b) zu erkennen. Das dargestellte Spektrum des Si 2p Rumpfniveaus (p-Orbital der L-Hauptschale des Siliziums) zeigt eine ausgeprägte Doppel-Peak-Struktur mit Maxima im Abstand von etwa 4 eV. Diese Maxima stammen aus den Oxidationsstufen 0 und +4 und können entsprechend dem elementarem Si sowie dem SiO<sub>2</sub> zugeordnet werden. Dagegen sind von den intermediären Oxidationsstufen +1, +2, +3, die in der Regel den Übergang vom Si zum SiO<sub>2</sub> formen und die energetisch zwischen diesen beiden Maxima liegen, nur äußerst geringe Spuren zu finden [10, 11].

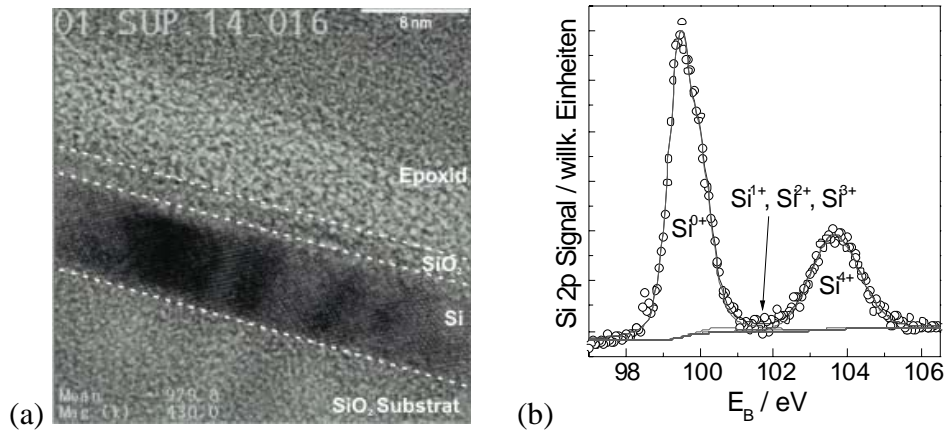


Abb. 4: (a) TEM-Querschnittsaufnahme einer einzelnen 7 nm dicken Si-Quantenschicht mit SiO<sub>2</sub>-Barrieren in atomarer Auflösung. Die Einbettung in Epoxidharz ist aus präparativen Gründen erforderlich. (b) XPS Si 2p-Spektrum der Quantenschicht (chemische Verschiebung).

Für die Anwendung in Solarzellen sind insbesondere die photoelektrischen Eigenschaften relevant. Diese wurden an einer solchen Quantenschicht durch Analyse der spektralen Abhängigkeit des lateralen Photostroms untersucht. Die Ladungsträgerextraktion in lateraler Richtung, d.h. parallel zu den Grenzflächen der Quantenschichtstruktur, bedeutet zwar eine Abkehr vom herkömmlichen Konzept mit Front- und Rückkontakt, allerdings lassen sich so die Ladungsträger barrierefrei abführen, was im Vergleich zum vertikalen Konzept eine um vier Größenordnungen höhere Extraktionseffizienz hervorgebracht hat [5, 9].

Abb. 5 zeigt die spektrale Abhängigkeit der internen Quantenausbeute  $Y_{\text{int}}$  der Photoleitfähigkeit für die 7 nm Quantenschicht. Es ist klar zu erkennen, dass auch in solchen ultradünnen Si-Schichten ein Photostrom nachweisbar ist. Der dominierende Anteil setzt im Energiebereich der direkten Bandlückenenergien des kristallinen Siliziums von 3,6 und 4,2 eV ein. Der Einfluss der Wasserstoff-Passivierung auf die photoelektrische Performance ist ebenfalls dargestellt, die Quantenausbeute erhöht sich etwa um eine Größenordnung infolge der Passivierung von Defektzuständen (*dangling bonds*) an den Si/SiO<sub>2</sub>-Grenzflächen mit Wasserstoff und der damit verbundenen Verringerung der Zustandsdichte in der Energielücke [7, 10].

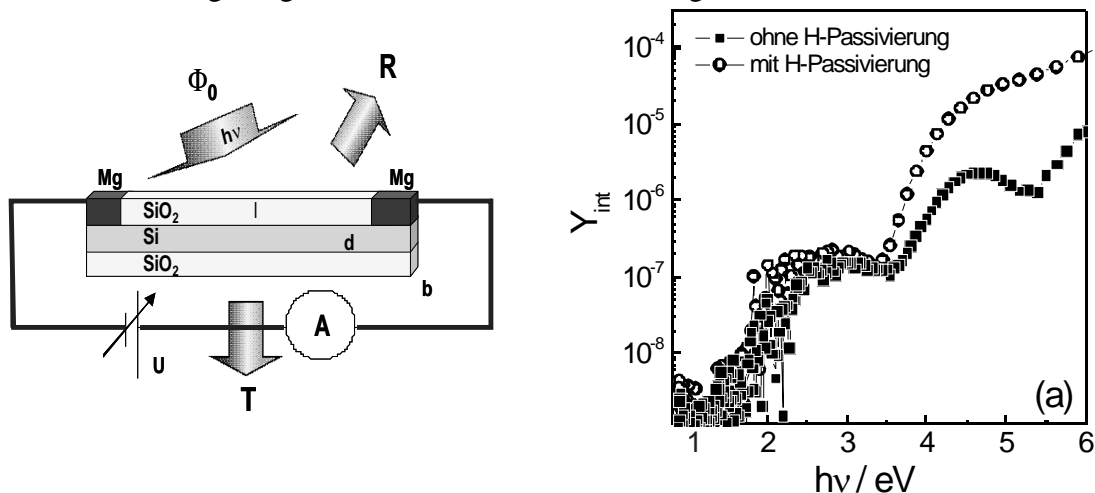


Abb. 5: Photoleitungsmessung an einer 7 nm dicken Si-Einzel-Quantenschicht vor und nach Defektpassivierung in Wasserstoffplasma. (a) Experimenteller Aufbau, (b) logarithmische Auftragung der spektralen Abhängigkeit der internen Quantenausbeuten  $Y_{\text{int}}$ .

## 5. Fazit

Die Konzepte der Solarzellen der Dritten Generation haben als Ziel eine deutliche Erhöhung des Wirkungsgrades über das Shockley-Queisser-Limit einer klassischen Solarzelle hinaus. Experimentell stecken diese noch in den Anfängen, die ersten Ergebnisse sind jedoch vielversprechend. Generell ist ein rapide zunehmendes Interesse an der Thematik der Nanostrukturen für hocheffiziente Solarzell-Konzepte zu verzeichnen, da darin langfristig die Zukunft der Photovoltaik gesehen wird. Dafür muss die Grundlagenforschung gestärkt und ein grundsätzlicher und langfristiger Materialforschungsansatz von Silizium-Nano-Materialien für die Photovoltaik verfolgt werden.

## 6. Danksagung

Herzlichen Dank an M. Schmidt, T. Lußky, D. Patzek, und U. Bloeck vom Institut für Silizium-Photovoltaik im Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH für die technische und experimentelle Unterstützung.

## 7. Referenzen

- [1] M.A. Green, Third Generation Photovoltaics. Advanced Solar Energy Conversion, Berlin, Springer 2005.
- [2] W. Shockley, H.J. Queisser, J. Appl. Phys. 32 (1961) 510.
- [3] M.A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, Progress in Photovoltaics 18 (2010) 144-150.
- [4] G. Conibeer, M. Green, R. Corkish, Y. Cho, E.-C. Cho, C.-W. Jiang, T. Fangsuwannarak, E. Pink, Y. Huang, T. Puzzer, Thin Solid Films 511-512 (2006) 654.
- [5] R. Rölver, B. Berghoff, D. Bätzner, B. Spangenberg, H. Kurz, M. Schmidt, B. Stegemann, Thin Solid Films 516 (2008) 6763-6766.
- [6] B. Stegemann, T. Lussy, A. Schoepke, M. Schmidt, in: Proceedings 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference (2010) 1CO.8.3.
- [7] B. Stegemann, A. Schoepke, M. Schmidt, Journal of Non-Crystalline Solids 354 (2008) 2100.
- [8] B. Stegemann, D. Sixtensson, T. Lussy, A. Schoepke, M. Schmidt, in: Proceedings 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference (2008) 62-65.
- [9] R. Rölver, Dissertation RWTH Aachen (2007).
- [10] B. Stegemann, A. Schoepke, D. Sixtensson, B. Gorke, T. Lussy, M. Schmidt, Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures 41 (2009) 1019-1024.
- [11] B. Stegemann, D. Sixtensson, T. Lussy, A. Schoepke, I. Didschuns, B. Rech, M. Schmidt, Nanotechnology 19 (2008) 424020.

# Platinumfreie Katalysatoren für die Wasserstoff / Wasserstoffperoxid-Brennstoffzelle

Annette-E. Surkus<sup>a</sup>, James R. Noyes<sup>a</sup>, Jagadeesh V. Rajenahally<sup>a</sup>, Henrik Junge<sup>a</sup>,

Natalie Savastenko<sup>b</sup>, Volker Brüser<sup>b</sup>, Matthias Beller<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Leibniz-Institut für Katalyse e.V. an der Universität Rostock, Albert-Einstein-Str. 29a, D-18059 Rostock,

<sup>b</sup> INP Greifswald e.V., Felix-Hausdorff-Str. 2, 17489 Greifswald

[annette-enrica.surkus@catalysis.de](mailto:annette-enrica.surkus@catalysis.de)

**Schlüsselwörter:** PEM-Brennstoffzelle, Katodenkatalysator, RDE, ORR, Elektrochemie, platinfrei, Pyrolyse, Plasmabehandlung

**Zusammenfassung:** Lebensdauer, Kosten und Wirkungsgrade von heutigen Brennstoffzellensystemen werden entscheidend durch die verwendeten Katalysatoren bestimmt. In den PEM-Brennstoffzellen werden momentan noch Platin bzw. Platingemische verwendet, die neben dem Kostenfaktor auch eine signifikante Überspannung und damit eine unzureichende Verwertung des O<sub>2</sub> aufweisen. Daher wird gegenwärtig intensiv an einem Ersatz des Platins durch Nichtedelmetalle wie Eisen oder Kobalt geforscht. Diese Katalysatoren können sowohl durch die Pyrolyse von Makrozyklen, wie z.B. dem FeTPFPFPPCl, oder durch Beladung eines Kohlenstoffträgers mit getrennten Metall- und Stickstoff-Prekursoren und anschließender Behandlung synthetisiert werden. Erfolgreich wurde ebenfalls die Plasmabehandlung unter N<sub>2</sub>-Atmosphäre zur Erzeugung von katalytisch aktiven Zentren herangezogen und mit der herkömmlichen Technik der Pyrolyse verglichen.

**Abstract:** Durability, costs and efficiencies of today's fuel cell systems are determined crucially by the used catalysts. In the PEM fuel cells, expansive platinum or platinum mixtures based catalysts are used, which exhibit a significant overvoltage and thus an insufficient utilization of the O<sub>2</sub>. Therefore, great efforts have been made towards replacement of platinum by non-noble metals like iron or cobalt. These catalysts can be synthesized by pyrolysis of macrocycles, like FeTPFPFPPCl, or by loading of carbon carrier with separated metal and nitrogen precursors and following treatment. The plasma treatment under N<sub>2</sub>-atmosphere was also successfully tested for the synthesis of catalytic active centres and the results were compared with the conventional technology of pyrolysis.

PEM-Brennstoffzellen gehören aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades und ihrer geringen Emissionen zur den Energiewandlersystemen der Zukunft. Momentan ist ein flächendeckender Einsatz dieser Technologie noch nicht möglich. Bedingt durch den notwendigen Einsatz von Platin



als Katodenkatalysator sind die PEM-Brennstoffzellen zu teuer, anfällig auf Verunreinigungen durch andere Gase (z.B. CO) und aufgrund der Korrosion des Kohlenstoffträgers nicht ewig einsetzbar. Ebenso kann noch nicht der theoretische Wirkungsgrad erreicht werden, da eine Überspannung bei der Sauerstoffreduktion am Platin auftritt. So wurden in den letzten Jahren zahlreiche Forschungen getätigt, um das Platin durch möglichst Nichtelegmetalle wie Eisen und Kobalt zu ersetzen, und die Stabilität und katalytische Aktivität dieser Katalysatoren durch geeignete Behandlungen zu verbessern.

Es wurde nachgewiesen, dass die Schaffung von  $\text{MeN}_x$  ( $x=2,4$ )-Strukturen im Kohlenstoffträger zur Bildung von katalytisch aktiven Zentren führt.[1] Dabei kann sowohl von Verbindungen ausgegangen werden, die bereits diese  $\text{MeN}_x$  ( $x=2,4$ )-Strukturen enthalten (z.B. FeTPFPPI) bzw. auch eine Synthese dieser Zentren ausgehend von einer einfachen Eisenquelle und einem Stickstoff-Prekursor direkt auf dem Kohlenstoffträger durchgeführt werden. Anschließend ist immer ein thermischer Schritt notwendig, um die  $\text{MeN}_x$  ( $x=2,4$ )-Strukturen in die Kohlenstoffmatrix einzubauen und die Leitfähigkeit und Stabilität des Materials zu erhöhen. Neben der Pyrolyse (Ar,  $800^\circ\text{C}$ , 2h) wurde auch die Plasmabehandlung ( $\text{N}_2$ , 150W, 30min) als neuartige Behandlungsmethode herangezogen.[2],[3]

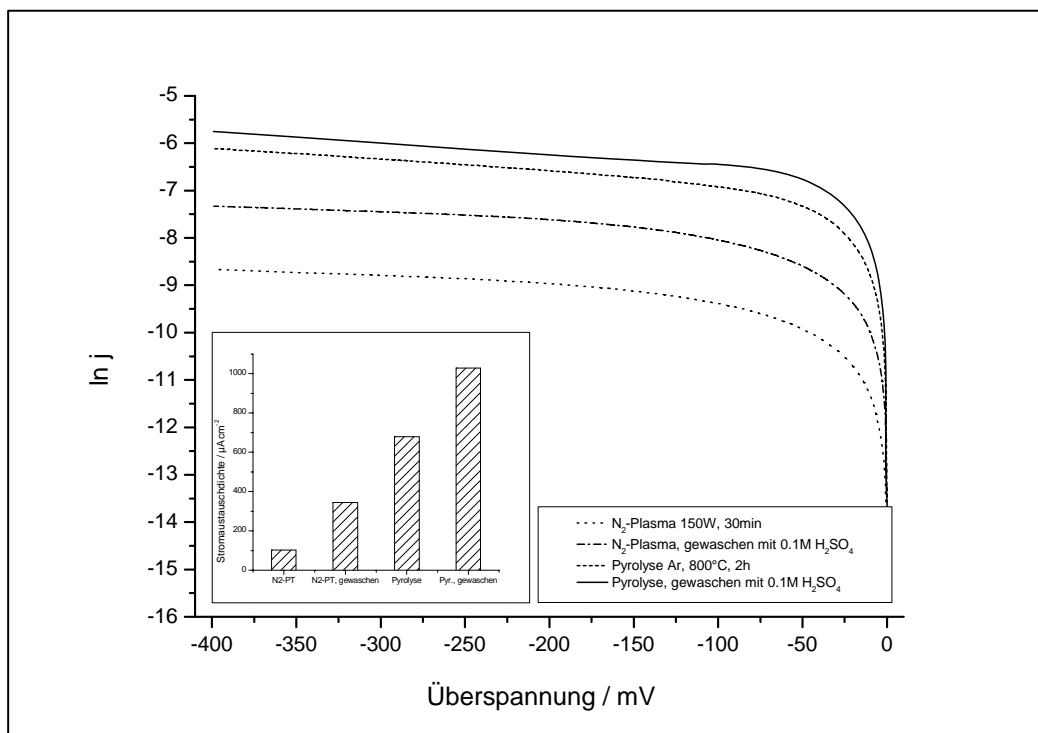


Abbildung 1: Elektrochemisch ermittelte TAFEL-Plots und resultierende Stromausdichten von verschiedenen behandelten FeTPFPPI-Katalysatoren (20 Masse% auf Vulcan)

Im Vergleich mit den herkömmlichen Platinkatalysatoren konnten für die unterschiedlich behandelten Katalysatoren im elektrochemischen Test (Abbildung 1) bereits beachtliche katalytische Aktivitäten erzielt werden; jedoch sind noch weitere Arbeiten zur Verbesserung der katalytischen Leistung und der Stabilität notwendig.

#### **Referenzen:**

- [1] Faubert, G., Lalande, G., Côté, R., Guay, D., Dodelet, J. P., Weng, L. T., Bertrand, P., Dénès, G., *Electrochimica Acta* 1996, 41, 1689-1701.
- [2] Savastenko, N. A., Brüser, V., Brüser, M., Anklam, K., Kutschera, S., Steffen, H., Schmuhl, A., *Journal of Power Sources* 2007, 165, 24-33.
- [3] Brüser, V., Savastenko, N., Schmuhl, A., Junge, H., Herrmann, I., Bogdanoff, P., Schröder, K., *Plasma Processes and Polymers* 2007, 4, 94-98.

# „Die Brennstoffzelle in Deutschland: Zukunft oder Utopie?“

Guillem Tänzer, Dr. Bodo Groß

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

**Schlüsselwörter:** Brennstoffzelle, Wasserstoff, Energieforschungsprogramm, Förderung

## Zusammenfassung

Was macht eine nachhaltige Energiewirtschaft aus? Die Weiterentwicklung von innovativen Technologien zur Verringerung der Abhängigkeit fossiler, schwindender Energieträger und die Vermeidung klimarelevanter Treibhausgase? Bestimmt! Ist in Deutschland hierzu ein wirklicher Wille aus Politik und Wirtschaft zu erkennen? Die Antwort müsste hier lauten: teilweise! Erneuerbare Energien befinden durch das EEG im kontinuierlichen Ausbau, bei der Brennstoffzelle kann dagegen nur eine halbherzige Initiative erkannt werden, das Festhalten an der Atomwirtschaft ist die Rückkehr in das letzte Jahrhundert. Die Brennstoffzelle gehört zu denjenigen Technologien, mit großem Potential: Ob für die Hausenergieversorgung, im industriellen- oder im mobilen Bereich (Stichwort Elektromobilität), Brennstoffzellen sind ideale, mit hohen Gesamtwirkungsgraden verbundene Strom- und Wärmekraftwerke, skalierbar in jeder Größenordnung. In Verbindung mit regenerativen Energieträgern zur Bereitstellung von reinem oder chemisch gebundenem Wasserstoff könnten sie die Kraftwerke der Zukunft sein. Letztendlich gilt es diese Technologie zu beherrschen. Dies ist bisher nur eingeschränkt erfolgt, eine Dauerhaltbarkeit und Wirtschaftlichkeit ist (noch) nicht gegeben. Hier ist es Aufgabe der Politik, F&E und Industrie bzw. Hersteller, mit Hilfe von zielorientierten Forschungsprogrammen und Subventionen diese Technologie zur Marktreife zu entwickeln oder aber zu scheitern!

## Abstract

What means a sustainable energy sector? The advancement of innovative technologies to decrease the dependency of fossil, dwindling fuels and the prevention of greenhouse gases? Sure! Is in Germany to this topic really volition of policy and economy? The answer should be: partly! Renewable Energies are in a continued increase duo to the Renewable Energy Sources Act, the fuel cell is in contrast a ineffectual initiative, the hold on the nuclear industry is a return to the last century. Fuel cells are one of the technologies with the greatest potential: Whether for the home-supply, for industry- or mobile applications (e-mobility), fuel cells are perfect heat- and electricity plants, scalable for a large power range. In conjunction with the supply of pure- or chemical bounded hydrogen by renewable energies, fuel cells could be the plants of the future. Finally the technology must be controlled. This occurred constricted, there is (yet) no durability and cost effectiveness given. Here it is the challenge of the policy, the r&d and the industry respectively the manufacturers to develop this technology to marketability with the help of target-oriented research programs and subsidies or to fail!

*„Das Wasser ist die Kohle der Zukunft. Die Energie von morgen ist Wasser, das durch elektrischen Strom zerlegt worden ist. Die so zerlegten Elemente des Wassers, Wasserstoff und Sauerstoff, werden auf unabsehbare Zeit hinaus die Energieversorgung der Erde sichern.“*

Jules Verne, 1870 (Werk: Die geheimnisvolle Insel)

## 1. Einleitung

Die Bereitstellung von umweltfreundlicher, zeitlich „unbegrenzter“ und im hohen Maß verfügbarer Energie (Elektrizität und Wärme) gilt als eine der wichtigsten aktuellen und zukünftigen Herausforderungen für die Menschheit. Dazu muss die heutige Energieversorgung, geprägt von einer zentralen und größtenteils auf nichtregenerativen Energieträgern (u. a. Uran, Erdöl, Erdgas, Kohle) basierenden Kraftwerksstruktur, in den nächsten fünfzig bis hundert Jahren entscheidend verändert werden. Nicht zu vernachlässigen ist in diesem Zusammenhang die anerkannte klimaschädliche Wirkung des CO<sub>2</sub>, welches gerade durch die Nutzung der vorhandenen, nicht CO<sub>2</sub>-neutralen Energiereserven und Ressourcen weiterhin in erheblichen Mengen in die Atmosphäre emittiert wird. Zur Abwendung des drohenden Klimawandels müssen gemäß der aktuellen WWF Studie „Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050“ [1] die globalen CO<sub>2</sub> Emissionen um 80 %, die der Industrieländer um 95 % gesenkt werden. Ideal wäre, mag dies auch als Utopie angesehen werden, die Bereitstellung von umweltfreundlicher, unendlich verfügbarer (dezentraler) Energie weltweit. Das weltweite Lebensniveau könnte erheblich gesteigert, Konflikte wegen Energieressourcen könnten vermieden sowie der Klimawandel abgemildert werden. Insgesamt könnten heutige Disparitäten innerhalb einer gemeinschaftlich global agierenden Wirtschaft verringert werden. Es sollte daher das uneingeschränkte Ziel jeder Volkswirtschaft sein, eine umweltfreundliche und nachhaltige Energiewirtschaft zu forcieren – z. B. durch die Förderung entsprechender Technologien – denn sie könnte kommenden Generationen einen potentiellen Ausweg aus der befürchteten Energiekrise aufzeigen.

*Eine dieser identifizierten Schlüsseltechnologien ist die Brennstoffzelle.*

## 2. Die Entwicklung der Brennstoffzelle

Das Prinzip der Brennstoffzelle wurde bereits 1838 von Christian Friedrich Schönbein entdeckt. Mit der Entdeckung der elektromagnetischen Induktion 1831 durch Michael Faraday und die Konstruktion der Dynamomaschine 1866 durch Werner von Siemens ließen, in Verbindung mit der Dampfturbine, die Erfindung der Brennstoffzelle zur Erzeugung von Elektrizität in den Hintergrund rücken; gleiches gilt für die Erfindung der Verbrennungskraftmaschine. Beide Erfindungen sind die Grundlagen der heute geprägten modernen Mobilitäts- und Energiewirtschaft. Seit den 90iger Jahren erfahren Brennstoffzellen, neben in der Vergangenheit realisierten Nischenanwendungen für Raumfahrt und Militär, nach über 150 Jahren erneut breite Aufmerksamkeit. Hier einige Zeitungsmeldungen der letzten 20 Jahr:

„1998: Storm direkt aus Gas – Brennstoffzellen kommen zur Serienreife“

„2000: Revolution der zukünftigen Energieversorgung in der Haustechnik und Industrie mit stationären Brennstoffzellen – Marktwachstum in 10 Jahren auf 105 Mrd. € ;

„2003: Brennstoffzelle steht vor dem letzten Schritt zum Endkunden“

Heute, im Jahr 2010, kann man aufgrund dieser Meldungen zu dem Schluss gelangen, das diese Aussagen hoffnungslos naiv bis übertrieben optimistisch waren. In Deutschland gibt es (im Gegensatz zu Japan<sup>1</sup>) aktuell kein serienreifes und marktverfügbares Brennstoffzellengerät mit elektr. Leistungen > 0,9kW. Ganz im Gegenteil ist eher ein Rückzug renommierter Firmen aus der Brennstoffzellenentwicklung zu beobachten:

*In den vergangenen beiden Jahren sind in Deutschland namhafte und finanzstarke Firmen und Konzerne aus der Brennstoffzellenforschung und -entwicklung ausgestiegen. Diese Entwicklung*

---

<sup>1</sup> In Japan werden über ENE-FARM die Brennstoffzellenheizgeräte von Toshiba und Eneos Celltech mit Leistungen von 700 W<sub>el</sub> und 900 W<sub>th</sub> zum Preis von 3,2 Mio. Yen (29.200 € ; Umrechnungskurs Stand 13.08.2010: 1 € = 109,616 Yen) angeboten.

veranlasst zur Sorge, einerseits weil aufgebautes Know-how (zumindest teilweise) verloren geht und andererseits (aufgrund oder gerade wegen des Ausstiegs großer Player) möglicherweise die Zukunft der Brennstoffzellentechnologie innerhalb der Branche (ebenfalls zumindest teilweise) nicht mehr im kommerziellen Sektor sondern allenfalls als Nischenprodukte bzw. im Bereich Raumfahrt und Rüstung gesehen wird.

Deshalb sollte der Nachhaltigkeitswille der Brennstoffzellenhersteller zukünftig noch kritischer hinterfragt werden, da ansonsten das Risiko besteht, dass die Technologie „Brennstoffzelle“ in Deutschland zur Utopie wird!

### 3. Nationale Brennstoffzellenhersteller

Grundsätzlich unterscheidet man folgende Brennstoffzellentypen: Die AFC (Alkalische Brennstoffzelle), die PEMFC (Hoch- & Niedertemperatur- Polymerelektrolyt-Brennstoffzelle), die DMFC (Direktmethanol-Brennstoffzelle), die PAFC (Phosphorsäure-Brennstoffzelle), die MCFC (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle) und die SOFC (Festoxid-Brennstoffzelle). Die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in Deutschland betreffen derzeit hauptsächlich folgende Brennstoffzellentypen: HT- und NT-PEMFC, DMFC, MCFC und SOFC.

In Deutschland sind derzeit diese BZ-Hersteller<sup>2</sup> aktiv:

\*Nischenmärkte

Hersteller	Typ	Technologie	Leistung [kW]	
			elektrisch	thermisch
SFC Energy AG*	EFOY	DMFC	0,025-0,09	-
Baxi Innotech GmbH	GAMMA 1.0	PEFC	1	1,7
Hexis AG	Galileo 1000N	SOFC	1	2
Ceramic Fuel Cells Limited	BlueGen	SOFC	2	1
inhouse5000 Konsortium	inhouse5000	PEFC	4,25	10
Vaillant GmbH	Prototypen	SOFC / PEFC	1 / 4,6	2 / 7
Siemens AG*	SINAVY BZM 34/120	PEFC	34 / 120	-
MTU onsite energy GmbH	HM 400	MCFC	345	250

Tabelle 1: Nach elektr. Leistung gelistete Hersteller von Brennstoffzellen in Deutschland, IZES gGmbH

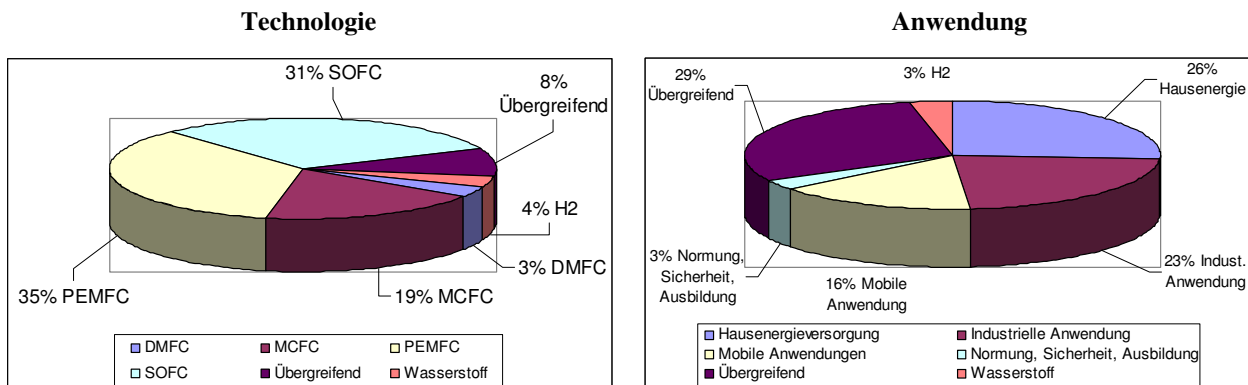
### 4. Die Brennstoffzellenförderung in Deutschland

Der Einstieg in die Förderung der Brennstoffzellentechnologie begann in der Bundesrepublik Deutschland zu Anfang der neunziger Jahre mit dem 3. Energieforschungsprogramm. Das 4. Energieforschungsprogramm (EFP) [3] wurde 1996 vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie formuliert und endete im Jahr 2005, fortgesetzt durch das 5. Energieforschungsprogramm [4].

Bestandteil des 4. EFP war eine breite, weitgehend inhaltsoffene Förderung der Brennstoffzellentechnologien. Insgesamt wurden innerhalb des 4. EFP 159 Mio. Euro (inkl. ZukunftsInvestitions-Programm, kurz ZIP) Fördermittel innerhalb von 137 Vorhaben bewilligt.

Das 5. Energieforschungsprogramm (EFP), aufgesetzt durch das damalige Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit im Jahr 2005, setzte konsequenterweise die Brennstoffzellenförderung des 4. EFP fort. Insgesamt wurden ab Anfang 2006 bis Mitte 2010 (inkl. Kleingeräteprogramm) ~ 103 Mio. Euro in 104 Fördervorhaben bewilligt mit dem Ziel, die Brennstoffzellentechnologie weiterhin auf breiter Ebene zu fördern (siehe Abbildung 1, n.S.).

<sup>2</sup> Trotz intensiver Anstrengungen bei der Marktanalyse erhebt die Auflistung keinen Anspruch auf Vollständigkeit.



**Abbildung 1: Prozentuale Verteilung der Fördermittel des 4. und 5. EFP (1998-2009) pro Technologie und pro Anwendung, IZES gGmbH [7]**

Federführend durch das Bundesverkehrsministerium wurde 2006 in Deutschland parallel, neben dem 5. EFP, das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) [5] mit einem Budget von 1 Mrd. € für eine Laufzeit von 10 Jahren verabschiedet, um die Markteinführung der Brennstoffzelle in Deutschland zu ermöglichen bzw. zu beschleunigen.

Zusätzlich wurde 2007 ein detaillierter Entwicklungsplan (Nationaler Entwicklungsplan „Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“, kurz NEP) [6] durch den Strategierat Wasserstoff und Brennstoffzellen erstellt, welcher den Einsatz der zur Verfügung stehenden Fördergelder erläutert. Insbesondere wurden Entwicklungspläne mit Zielen, Meilensteinen, Zeithorizont und Mitteleinsatz für Verkehr, stationäre Hausenergieversorgung, stationäre Industrieanwendungen und spezielle Märkte für BZ definiert. Zur Umsetzung der Ziele des NIP sowie zur Programmkoordination wurde Anfang 2008 die NOW GmbH (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellenorganisation) gegründet.

*Aber: Die Markteinführung der Brennstoffzellentechnologie in Deutschland ist noch kein Selbstläufer. Es ist weiterhin ein erheblicher Aufwand in die Grundlagen- und Materialforschung, Fertigungstechnik, Produktionstechnik, Komponentenentwicklung und Markteinführungsunterstützung notwendig [7].*

## 5. Fazit

Die beiden Energieforschungsprogramme (4. und 5. EFP) der Bundesregierung konnten innerhalb der letzten elf Jahre, als breit aufgestellte Programme, die Entwicklung und Optimierung der Brennstoffzellentechnologie vorantreiben. Zusätzliche Impulse durch eine Vielzahl von stationären Demonstrationsvorhaben hat das Zukunftsinvestitionsprogramm (ZIP) gesetzt. Mit dem Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) und dem Nationalen Entwicklungsplan (NEP) wurden weitere Fördermittel bereitgestellt sowie ein detailliertes Konzept zur Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnologie formuliert.

Letztendlich ist man derzeit jedoch noch deutlich von dem Schritt entfernt, marktreife nationale Brennstoffzellensysteme > 1 kW (stationär wie mobil) anbieten zu können. – die dazu noch zu lösenden Aufgaben sind vielfältig und komplex. Eine Ausnahme bildet die Firma SFC, welche mobile DMFC Brennstoffzellen im kleinen Leistungsbereich (25 - 250 W<sub>el</sub>) anbietet. Technologisch weit ausgereift ist das „Hot Module, HM 400“ von MTU onsite energy mit einer elektrischen Leistung von derzeit 345 kW. Auch im Bereich der Hausenergieversorgung (1 kW<sub>el</sub>) ist das Unternehmen Baxi Innotech GmbH, auch dank des eingesetzten Brennstoffzellenstapels der kanadischen Firma Ballard Power Systems Inc., auf einem guten Weg zur Serienreife. Vor dem Hintergrund der Weltwirtschaftskrise und dem vermehrten Ausstieg von wichtigen Industrie-

unternehmen aus der Brennstoffzellentechnologie in den Jahren 2008 und 2009 in Deutschland muss die Politik wie auch die Industrie Maßnahmen treffen, um in der nahen Zukunft, beispielsweise im Rahmen des 6. EFP, die Brennstoffzellentechnologie gemeinsam zur Marktreife zu entwickeln.

*Subventionen sind für die Brennstoffzelle unvermeidlich, um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen und vor allem um einen Markt zu generieren [8].*

Die zentralen technologischen Herausforderungen bleiben:

- Darstellung von Möglichkeiten zur Herstellung von Wasserstoff aus möglichst sehr hohen Anteilen regenerativer Energieträger.
- Aufbau einer geeigneten Speicher- und Netzstruktur als Grundlage einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft.
- Entwicklung von voll funktionsfähigen, langlebigen und wirtschaftlich zu betreibenden Brennstoffzellen für private-, industrielle- und mobile Anwendungen.

Bei all diesen Überlegungen ist die Verfügbarkeit des Sekundärenergieträgers Wasserstoff nicht zu vernachlässigen. Solange Wasserstoff mittels fossilen Ressourcen hergestellt wird (Dampf- reformierung o.ä.), macht dessen Nutzung in stationären und mobilen Brennstoffzellen, zumindest aus klimarelevanter Sicht, wenig Sinn, da die fossilen Ressourcen mit besserem Nutzungsgrad auch direkt genutzt werden können. Ungeklärt dabei bleibt die Frage, ob der Wasserstoff in reiner oder chemisch gebundener Form verfügbar sein sollte.

Bedanken möchten wir uns beim Projektträger Jülich und beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie für die uneingeschränkte Unterstützung bei der Durchführung der Evaluation des BMWi-Förderschwerpunktes Brennstoffzellen/Wasserstoff [7] mit dem Kennzeichen ET06904A-2-09, dessen Aussagen auch in diese Veröffentlichung eingeflossen sind.

## **6. Quellenangaben / Referenzen**

[1] WWF Deutschland ; „Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050“ ; Oktober 2009

[2] Gummert/Suttor: „Stationäre Brennstoffzellen, Technik und Markt“ ; C.F. Müller Verlag ; 2006

[3] 4. Programm Energieforschung und Energietechnologie; Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie ; Bonn 1997

[4] Innovation und neue Energietechnologien, Das 5. Energieforschungsprogramm ; Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit ; Berlin, Juli 2005

[5] Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) ; BMVBS, BMBF, BMWi ; 08.05.2006

[6] Nationaler Entwicklungsplan (NEP), Version 2.1 ; „Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ ; Strategierat Wasserstoff u. Brennstoffzellen ; 30.04.2007

[7] Externe Version ; Schlussbericht zur Evaluation des BMWi-Förderschwerpunktes Brennstoffzellen/Wasserstoff im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), begleitet durch den Projektträger Jülich (PtJ) ; IZES gGmbH ; Saarbrücken ; 09. April 2010

[8] Endbericht zum Sachverständigenauftrag (Projekt Nr. 85/05) ; „Analyse und Bewertung von Instrumenten zur Markteinführung stationärer Brennstoffzellen im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit“ ; IZES gGmbH ; Saarbrücken, 15. September 2006

# „Industrielle Abwärme - Eine Potentialstudie für Deutschland“

Guillem Tänzer, Dr. Bodo Groß

IZES gGmbH / Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken, taenzer@izes.de

Abwärme fällt bei allen Energieumwandlungsprozessen in mehr oder weniger großem Umfang an und bleibt in vielen Fällen - insbesondere im verarbeitenden Gewerbe - unzureichend genutzt. Dabei oder gerade deswegen ist die Nutzung von Abwärme ein wichtiges Zukunftsthema im Bereich Energieeffizienz und Ressourcenschonung.

„Industrielle Abwärme - Eine Potentialstudie für Deutschland -“ zeigt die theoretisch nutzbaren Abwärmepotentiale im verarbeitenden Gewerbe in Deutschland. Die Sektoren Verkehr, private Haushalte, Handel und Dienstleistung wurden wegen geringerer Einsparpotentiale hierbei vernachlässigt. Als Grundlagen wurden Energieverbrauchsdaten des statistischen Bundesamtes für das verarbeitende Gewerbe sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden (im Folgenden immer als verarbeitendes Gewerbe bezeichnet) in Deutschland von 2008 ausgewertet. Das krisenbedingte Jahr 2009 wurde, um eine Repräsentativität zu gewährleisten, bei der Potentialermittlung nicht berücksichtigt. Der Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2008<sup>1</sup> insgesamt 3.966 TWh, abzüglich Umwandlungs- und sonstiger Verluste ergab dies ein Endenergieverbrauch von 2.535 TWh. Das verarbeitende Gewerbe hatte laut des statistischen Bundesamts<sup>2</sup> im Jahr 2008 einen Primärenergieverbrauch von 1.134 TWh. Die Auswertung der Daten ergibt, dass im Jahr 2008

*4,3 % der Betriebe mit 15 % der Beschäftigten, einem Umsatz von knapp 33 % erzielen und einen Energiebedarf von knapp 72 % des gesamten Energiebedarfs der Branche des verarbeitenden Gewerbes, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Deutschland haben!*

Durch die Festlegung von drei Temperaturbereichen (Hoch-, Mittel- und Niedertemperaturbereich<sup>3</sup>), einem Technologiescreening und der Analyse der energieintensivsten Sparten konnten anhand von zwei unterschiedlichen Berechnungsverfahren entsprechende Abwärmepotentiale ermittelt werden. In Variante 1 wurde branchenübergreifend mit gemittelten Energieverlustwirkungsgraden gerechnet. Dabei wurde entweder von einer reinen Wärmenutzung oder reinen Stromerzeugung ausgegangen. In Variante 2 wurden die verschiedenen Branchen auf ihre Abwärmepotentiale hin untersucht und zusätzlich gemäß den festgelegten Temperaturbereichen untergliedert.

Das theoretische Abwärmepotential in **Variante 1** beträgt rund 299 TWh/a. Dabei können rund 269 TWh/a (CO<sub>2</sub>-Äquivalenz-Einsparung: 72.818.460 t<sub>CO2</sub>/a) bei angenommenen 10 % Übertragungsverlusten für reine Wärmeanwendungen genutzt werden. Für eine alleinige Erzeugung elektrischer Energie aus dem Abwärmepotential können maximal 44 TWh/a (CO<sub>2</sub>-Einsparung: 26.969.400 t<sub>CO2</sub>/a) bei einem angenommenen mittleren Nutzungsgrad von 15 % (Dampfturbine oder ORC-Anlage) bereitgestellt werden. Die Restwärmenutzung wird bei reiner Stromerzeugung nicht betrachtet.

In **Variante 2** wurde ein theoretisches Abwärmepotential von rund 283 TWh/a ermittelt. Für eine Wärmenutzung im Niedertemperaturbereich können rund 231 TWh/a (CO<sub>2</sub>-Äquivalenz-Einsparung: 62.616.780 t<sub>CO2</sub>/a) genutzt werden. Im Mittel- und Hochtemperaturbereich können durch Technologien wie Dampfturbine (angenommener mittlerer Wirkungsgrad von 30 %) oder ORC-Prozesse (angenommener mittlerer Wirkungsgrad von 15 %) rund 36 TWh/a elektrische Energie (CO<sub>2</sub>-Einsparung: 21.799.800 t<sub>CO2</sub>/a) bereitgestellt werden. Die dabei entstandene Niedertemperaturwärme wurde - im Gegensatz zu Variante 1 - zum Niedertemperaturbereich dazu addiert.

---

<sup>1</sup> AG Energiebilanzen e.V. ; Internet: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=64> ; 14.04.2010

<sup>2</sup> Stat. Bundesamt ; Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden; Deutschland 2008

<sup>3</sup> Hochtemperaturbereich: > 350 °C ; Mitteltemperaturbereich: 80-350 °C ; Niedertemperaturbereich: < 80 °C



*Vergleicht man die Ergebnisse der beiden Varianten mit dem Gesamtenergieverbrauch zur Wohnraumbeheizung für die Haushalte in Deutschland (453 TWh ; 17,9 % am Endenergieverbrauch 2008), so ergibt sich, dass alleine die - theoretisch nutzbare - Abwärme des verarbeitenden Gewerbes etwa 60 % bzw. 51 % dieses Energiebedarfs abdecken könnte (unter der Prämisse einer entsprechend ausgebauten Wärmenetzinfrastruktur).*

Die angegebenen theoretischen Abwärmepotentiale ergeben sich aufgrund der gewählten Randbedingungen. Die tatsächliche Nutzbarkeit wurde in der Betrachtung derzeit weder technologisch noch wirtschaftlich validiert. Diese Aufgabenstellungen müssen jedoch bei konkreten Vorhaben entsprechend detailliert behandelt werden. Aufgrund der Größenordnung kann jedoch ein entsprechender Handlungsbedarf abgeleitet werden.

**Kontakt & Auskunft:** IZES gGmbH, Dr. Bodo Groß, Altenkesseler Straße 17, 66115 Saarbrücken, Tel.: +49(0)681 / 9762-840, eMail: [gross@izes.de](mailto:gross@izes.de) und unter [www.izes.de](http://www.izes.de)

**Solarthermische Substitution von Elektroenergie für Klimatisierung und  
Trinkwasserbereitung – eine Kooperation zwischen der Escuela Superior Politécnica  
del Litoral in Guayaquil (Ecuador) und dem Institut für Energie und Umwelt an der  
Fachhochschule Stralsund**

**ABSTRACT**

In the topical discussion about use of renewable energy sources, thermo solar supply (Domestic water heating, room heating, district heating, process energy, refrigeration and air conditioning, solar power plants, trigeneration, desalination, food-drying-processes) seems under-represented in the international focus. Because of a high correlation between refrigeration-demand, especially air-conditioning-demand, and the global radiation, it's an interesting and realistic idea, to use solar energy in that field, especially in the tropics and the subtropics. Chillers, which are using a heat-flow as main-energy-source, are well-known in technical applications since more than 50 years and they work reliable. Small adsorption-chillers, less than 10 kW power by use of a comparatively low temperature level, are available in the market since some years. Together with the substitution of electric domestic-water-heating should be realized a demonstration-system to give further recommendations, following the boundary conditions in Ecuador.

**Allgemeiner Hintergrund**

Weltweit werden jährlich ca. 135 Millionen Klimageräte verkauft. Überwiegend sind dies klassische Kompressions-Kältegeräte. Der Bedarf an elektrischer Energie beträgt hierfür selbst in Deutschland jährlich ca. 3.500 Gigawattstunden. Die Diskussion um künftige Preise für Elektroenergie, basierend auf der Verknappung der konventionellen Energieträger, sowie auch die Anforderungen an die Netzstabilität bei extremen Lastfällen (wie oft während Hitzeperioden durch Klimaanlage verursacht), haben den Einsatz von thermisch/solarthermisch angetriebenen Kältemaschinen in den Focus gerückt. Ein weiterer Aspekt sind die beträchtlichen, klimarelevanten Kältemittel-Leckverluste bei Kompressions-Kälteanlagen, während thermisch angetriebene Kälteaggregate, wie sie für die Klimatechnik Anwendung finden, diesbezüglich unbedenklich sind.

In den letzten Jahren wurde, namentlich durch einige deutsche Firmen, eine Reihe von Absorptions- und Adsorptions-Kältemaschinen auf den Markt gebracht, die einerseits im haustypischen Leistungsbereich von unter 10 kW und andererseits mit für solarthermische Wärmeerzeuger geeigneten Antriebstemperaturen arbeiten. In Ländern wie Deutschland, Spanien und Japan wurden durch eine repräsentative Anzahl von Modellvorhaben die technische Zuverlässigkeit und die energetische Effizienz erprobt.

**Situation in Ecuador**

Die Globalstrahlung beträgt im Küstenstreifen Ecuadors im Jahresmittel ca. das 1,6- bis 1,8-fache der Globalstrahlung in Deutschland und ist weitaus gleichmäßiger über das Jahr verteilt, obwohl erkennbare Unterschieden zwischen Trocken- und Regenzeit existieren. Entscheidend ist, dass deshalb i.d.R. ganzjährig Temperaturen auftreten, die in Wohn-, Arbeits- und sonstigen Aufenthaltsräumen eine Klimatisierung erforderlich macht. Der Kühlbedarf

befindet sich dabei in weitgehender Übereinstimmung mit dem Globalstrahlungsangebot, was die Nutzung der Solarenergie für Klimatisierungszwecke äußerst attraktiv macht.

Die ecuadorianische Versorgung mit Elektroenergie wird weitgehend durch Wasserkraft realisiert. Zwar steht deshalb die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emission im Land nicht vordergründig zur Diskussion, man ist aber an der Substitution von Elektroenergie deshalb dringend interessiert, weil es durch Regenmangel bzw. knappe Reservekapazität immer wieder zu erheblichen Beeinträchtigungen in der Versorgung mit Elektrizität kommt. Der wirtschaftliche Schaden ist teils immens und die Kosten für Zukäufe aus Peru und Kolumbien sind sehr hoch. Hinzu kommen Besorgnisse über die teils schwierigen politischen Beziehungen zu beiden Nachbarländern.

Aus einem weiteren Grund, für den die obigen Darlegungen sinngemäß gelten, ist die Solarthermie ein sehr interessanter Ansatz für Ecuador. Nahezu ausnahmslos wird die Duschwasserbereitung im Land über elektrische Durchlauferhitzer (Anschlussleistung pro Dusche ca. 5 kW) realisiert. Neben der energetischen Problematik, „edle“ Elektroenergie teuer und mit schlechtem Primärenergie- Nutzungsgrad zu Heizzwecken zu verwenden, fallen diese Duschen häufig aus und die Temperatur des Duschwassers ist schlecht regelbar. Schlimmer als dieser eingeschränkte Komfort ist jedoch oftmals der Zustand der Installation. Teils ist der elektrische Anschluss direkt in der Duschzelle geflickt, und nur durch Isolierband „geschützt“. Ein Fehlerstrom-Schutzschalter existiert meist nicht. Dem Vernehmen nach, kommt es öfter zu elektrischen Schlägen.

Es ist daher an der Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) in Guayaquil die Idee entstanden, durch ein Pilotprojekt zu untersuchen, inwieweit eine Kombination von solarthermisch betriebener Klimatisierung und solarthermischer Duschwasserbereitung im Wohnhausbereich einen Beitrag zur Lösung der beschriebenen Probleme leisten kann.



**Kompakt- Klimagerät**  
**Kühlleistung: 24.000 Btu/h (ca.7 kW)**  
**el. Anschlussleistung: 2,82 kW**



**Durchlauferhitzer-Duschkopf**  
**(ca. 5 kW)**

## Beschreibung des Kooperationsprojektes

Guayaquil bietet sich als Standort für ein derartiges Demonstrationsprojekt an, weil in dieser Stadt ca. 40% des gesamten Elektroenergiebedarfes von Ecuador anfallen. Neben der Bedeutung als Industriestandort spielt hierbei, wegen der klimatischen Bedingungen, der Energiebedarf für die Raumluftechnik die entscheidende Rolle.

Wegen einer Vielzahl von Behörden, Entscheidungsträgern sowie staatlichen und privaten Universitäten in der Stadt, ist die Multiplikatorwirkung hoch.

Ein geeignetes Objekt für die Untersuchung und Demonstration solch einer beschriebenen Kombi-Anlage in (kleineren) Wohnbereichen konnte im Gästehausbereich der ESPOL gefunden werden. Dort könnte sie auch hervorragend in die Ingenieurausbildung der ESPOL integriert werden. Die ESPOL ist eine staatliche Hochschule und hat in Lehre und Forschung die Nutzung der regenerativen Energietechnik zu einem Schwerpunkt gemacht. Die Umsetzung eines modernen Zentrums für regenerative und alternative Energietechnik wurde begonnen. Auch nach deutschen Maßstäben ist dieses Engagement beachtlich.



*„CENTRO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y ALTERNATIVAS“  
(CERÁ) an der ESPOL (im Aufbau)*



*Gästehausbereich der ESPOL  
(geplanter Standort der  
Demonstrationsanlage befindet sich links)*

## Erwartete Ergebnisse und Synergien

Durch das Pilotprojekt soll eine technische Beispiellösung für gegenwärtige und zukünftige Probleme bei der Versorgung mit Elektroenergie in Ecuador demonstriert werden. Die Betriebsergebnisse sollen Entscheidungsträgern, Fachplanern, herstellenden Firmen und Installateuren zugänglich gemacht werden und in der Ausbildung von Ingenieuren Anwendung finden. Ferner sollen durch die Realisierung Kompetenzen gebündelt werden und die Nutzung der Solarthermie in Ecuador angestoßen werden.

Bei einer Einzelanlage ist ein rein betriebswirtschaftlicher Nutzen in Bezug auf den (gegenwärtigen) Strompreis in Ecuador noch nicht zu erwarten. Ogleich der geschilderte Ansatz über solch rein betriebswirtschaftliche Betrachtungen hinaus geht, kann die Anlage Erkenntnisse liefern, die perspektivisch auch dieses Ziel erreichbar erscheinen lassen.

Die Betriebsergebnisse der Anlage sollen auch zeitnah in ein Folgeprojekt einfließen, das die Verbesserung der Lebensverhältnisse in einem ärmeren Siedlungsbereich in Guayaquil durch die Nutzung verschiedener regenerativer Energietechnik beinhaltet.

# Hydrogen and its Technologies — The Exergetisation through Hydrogen Technologies makes more Technical Work from Energy<sup>1</sup> By Carl-Jochen Winter, Ueberlingen<sup>2</sup>

**Abstract:** Hydrogen is not simply another addition to the energy mix of humankind. Hydrogen, like electricity, the other secondary energy carrier, is the so far last and finally lacking mix' component. It serves as an exergetisation agent of energy, it opens up dormant exergo-thermodynamic benefits along the rules of the Second Law of Thermodynamics, it helps making more technical work from energy. The submitted paper gives the forthcoming introduction into the efficient and environmentally and climatically clean hydrogen energy economy and describes technical challenges of the hydrogen engineers in many industrial branches.

**Abstrakt:** Wasserstoff ist nicht simple ein weiterer Beitrag zum Energiemix der Menschheit. Wasserstoff, ähnlich Elektrizität, der andere Sekundärenergieträger, ist die bislang letzte, noch fehlende Komponente im Mix. Sie dient der Exergetisierung, sie zieht brachliegenden exergothermodynamischen Nutzen aus der Anwendung der Vorschriften des Zweiten Satzes der Thermodynamik, sie hilft, mehr Technische Arbeit aus Energie zu gewinnen. Das vorliegende Manuskript gibt eine Beschreibung des Weges in die bevorstehende effiziente sowie umwelt- und klimaökologisch saubere Wasserstoffenergiewirtschaft und skizziert technische Herausforderungen für den Wasserstoffingenieur in vielen Industriebranchen.

Energy was never something static: The centuries did and still do alter the playground. Not too long ago, in the late 18<sup>th</sup> century coal started to replace the renewable energies of the first solar civilisation, the only forms of utilized energy since the advent of humans on earth. The 19<sup>th</sup> century was coal's century, beginning at its end piece by piece replaced by oil and gas. After the market advent of Siemens' electrical generator and Edison's light bulb around the turn of the 19<sup>th</sup> to the 20<sup>th</sup> century, electricity began its triumphal procession which — after more than 100 years now — has by no means come to an end. The middle of the 20<sup>th</sup> century saw nuclear fission, and first timid, apologetic renewable energies, now of the second solar civilisation, which is characterized by human-made inventions that did not exist in the first civilisation such as the photovoltaic cell, the fuel cell, the modern wind generator, among others. Never did humans utilize only one form of energy, never did an incoming one completely replace the “old” ones; humans' ever increasing thirst for energy needed them all: heterogeneity grew! Truly: Not in vain, we may wait “until something better comes along” (David S. Scott).

What will that be? What does the energetic 21<sup>st</sup> century hold in hidden stock? – No one really already knows. It may be fusion, may be solar from space, may be thermal ocean layers' enthalpy differences, may be methane hydrates from deep sea floors. All these ideas (and many more) may or may not materialize. What, however, is clearly seen and urgent already now is three things:

- 1) As an indisputable policy obligation, nations have to get rid of their energy dependence; for instance energy-short Germany suffers under an almost life risking energy import dependency of some 75%!
- 2) The second factor of two in the energy equation besides primary energies, i.e., energy technologies and engineering skills, urgently needs to take over the dominating role! The importance of primary energy raw materials will be taking a downward slope, the importance of efficiency-raising technology skills an upward trend: Making more energy services from less

---

<sup>1</sup> Invited paper given at the 17th Symposium on the Utilization of Renewable Energy Sources and Hydrogen Technologies at the Stralsund University of Applied Sciences, 4 November 2010, Stralsund, Germany

<sup>2</sup> Professor Dr.-Ing. C.-J. Winter, Fellow and Vice President, The International Association for Hydrogen Energy (IAHE), Obere St.-Leonhardstr. 9, 88662 Ueberlingen, Germany, T/F +49 7551 944 5940/1, [cjwinter.ENERGON@t-online.de](mailto:cjwinter.ENERGON@t-online.de), [www.itsHYtime.de](http://www.itsHYtime.de)

primary feedstock is the creed! The name of the game is education, education, education! It is the “railroads” of the 19<sup>th</sup> century or the “information technology” of the 20<sup>th</sup>!

3) Energy needs to be cleaned up in order to meet the rigorous obligations vis-à-vis the environment and climate change.

At this point of my talk - well, did you really expect anything else from me? – hydrogen energy comes into play: Like electricity, its “running mate” in the secondary energy regime, hydrogen energy is exclusively technology-driven. There is no primary energy from which it can not be produced — coal, oil, gas, uranium, all sorts of renewables. Hydrogen energy policy is technology politics – truly a centrepiece of energy poor, but technology rich countries (like mine). Engineering skills are “energy”, “national energy” you are inclined to say! Hydrogen is environmentally and climatically clean, and, if generated from renewable energies, it is absolutely clean along its entire energy conversion chain.

Today, electricity and steel keep coal alive, tomorrow clean hydrogen will be keeping clean coal alive, which, for sure, will be utilized for many more decades to come. Coal-derived hydrogen even offers coal a renaissance in the transportation and home heating sectors, which account for some two thirds of the end energy demand of Germany! Hydrogen fuelled low temperature fuel cells aboard vehicles or in basements of residential homes support decentralized electricity generation, which, for the time being, lies fallow. From a multitude of excellently IT-controllable hydrogen fuelled rolling or stationary fuel cells a powerful and efficient clean virtual power plant will evolve as a competitor of the centralized power plants on line. Decentralised electricity is hydrogen-by-wire! But again: Novel energy technologies need well thought through transition periods and plentiful time, many decades up to half centuries until their irrevocability. Wishful thinking of the public and – here and there – of the political class seldom meet the realistic, down-to-earth assessments of engineers and economists. We observe that the laws of parliaments and the laws of physics increasingly drift apart, and it is unlikely to expect that the laws of physics will yield!

Hydrogen energy enjoys a stable historic fundament, since up to date two thirds of all atoms of fossil fuels burnt are already hydrogen atoms, with an ongoing upward trend. Hydrogen exergizes energy (something for exergo-thermodynamicists among us); it makes more technical work from energy. For the engineer the nearly 50% efficiency of modern coal fired power plants is admirable, no doubt. But there is more in it, if we return ad fontes: hydrogen inextricably helps reduce the painful irreversibilities in combustion, energy transfer and exhaust of energy conversion chains.

In a nutshell: “We are bad farmers, because we have too much land” (Benjamin Franklin); paraphrased we read: we are bad energy engineers, because we have too much energy (raw materials). Consequently, thinking and acting in primary energy raw materials was yesterday, thinking and acting in clean and efficient energy technologies is today’s challenge, and is to becoming tomorrow’s. “No-energy (raw materials) energy supply” is perhaps a little too far fetched, but not at all a pie in the sky. Only three examples of many more: The solar-hydrogen home needs (almost) no energy from the market; auto makers trim their gas guzzling vehicles to admirable 3 litres per 100 kilometre or less, cutting down in parallel on cost, noise, fuel burnt, and emissions; German industry’s energy productivity regularly comes down by 1 to 2 percent per annum! — Already in the early 1990s the Enquête-Commission of the German Bundestag “Protection of the Earth’s Atmosphere” recommended to the Federal Parliament, unanimously with the votes from both sides of the aisle, to run the country with 60% national energy efficiency instead of today’s meagre 30% (btw, the world’s figure is some 10% — bitter to say!). With the technologies at hand, what is lacking is the political will and economic viability: The price of oil is still too low. But let’s be patient here, time will tell, it works in our way!

Bluntly said, with or without hydrogen ...

- ... decarbonization of fossil fuels is climatically mandatory, with hydrogen, however, less irreversibilities make the process much more efficient.
- ... utilization of renewable energy is due, but with hydrogen so far fallow lying huge far away sources will becoming storable and transportable, and get entry to the global energy trade market — such as Patagonian wind, Australian solar, African solar.

- ... exergetically highly efficient low temperature fuel cells in transportation and buildings at the back end of national energy conversion chains are in a dormant position waiting for their fuel, with hydrogen the so far hidden great potential of decentralised electricity will be opened up.
- ... environmental and climatic cleanness urge energy raw materials' transport around the globe getting rid of trafficking in pollutants and potential greenhouse gases, with decarbonization already at the mines' outlet trafficking in clean hydrogen becomes obvious.

I am now going to close my talk with seven recommendations for action in erecting the up and coming hydrogen energy economy: actions speak much louder than words!

I For the power plant engineer:

- Stop burning coal, gasify it instead, produce hydrogen (H<sub>2</sub>) and carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), sequester CO<sub>2</sub>, and utilize the H<sub>2</sub> cleanly and extremely efficiently in gas turbine/ high temperature fuel cell combined cycles or sell it on the hydrogen market

II For the exporter of fossil energy raw materials:

- Decarbonize fossil fuels and sequester CO<sub>2</sub> already at the mine's outlet and ship value-added clean hydrogen as a gas via natural gas/hydrogen pipeline networks or liquefied via cryotankers to global hydrogen markets, thus avoiding trafficking in environmental pollutants and potential greenhouse gases around the globe. Thereby, transfer the obligation to remove environmental pollutants and potential greenhouse gases from the raw materials' buyer to the raw materials' seller!

III For the developer of giant wind parks:

- Electrolize water with wind-generated electricity, liquefy hydrogen and ship it to the usually far away heavy energy user countries, thus allowing the so-far fallow-lying huge wind resources of the world to participate in the global energy trade

IV For the supplier of home heating systems:

- Exergize energy, i.e., make more technical work from energy with highly efficient hydrogen fuelled low temperature fuel cells simultaneously providing electricity and heat, and put together from a multitude of fuel cells a decentralized, environmentally and climatically clean IT-controlled power plant as a powerful competitor to the centralized plants on line — truly, a “hydricity” (Geoffrey Ballard) example of the two mutually interactive secondary energy carriers hydrogen and electricity! The highly efficient back end of the hydrogen energy conversion chain compensates for the moderately efficient front end of the chain.

V For the auto maker:

- Store hydrogen on board fuel cell vehicles and thus create a completely environmentally and climatically clean electrical transport system with vehicles of elevated efficiency, and the same weight, the same volume, and the same range as now customary.

VI For the aircraft engineer:

- Before supplying the jet engines with hydrogen fuel, take liquid hydrogen on board, re-gasify it by cooling the wing surfaces and, thereby, laminarizing the lower drag airflow, and then utilize the gaseous hydrogen in an efficient fuel cell for onboard electricity supply while parking at the airport-ramp or taxiing on the port's apron. Replace the noisy, polluting and inefficient kerosene fuelled auxiliary gas turbine power unit.

VII For the infrastructure technology developer:

- Bring stationary pressurized fuel cells and electrolyzers to market
- Excavate or leach out underground hydrogen storage capacities

- Install and operate liquefiers
- Install filling stations
- Run natural gas/hydrogen “NaturalHY” combined pipeline networks
- Develop LH<sub>2</sub> cryotankers and on-shore and on board re-gasification technology

I close quoting Max Planck: “The usual way a scientific truth becomes generally accepted is not that its opponents are persuaded and stand corrected, but that its opponents gradually die out and the next generation grows up with that truth just from its start”. — Don’t we really shame ourselves leaving it to the generation of our sons and daughters to erect the hydrogen energy economy? What hydrogen needs now is vigour, not fickleness; major capital, not petty cash; continuity, not ups and downs; and, perhaps the most important of all, conviction, not ambivalence!

Thank you for listening.

And be reminded: Beware of old men, they have nothing to lose (George Bernhard Shaw).

More to read:

Carl-Jochen Winter, Joachim Nitsch (Eds.), Hydrogen as an Energy Carrier, Technologies-Systems-Economy, Springer 1988, ISBN 3-540-18896-7, ISBN 0-387-18896-7

Carl-Jochen Winter, Hydrogen Energy – Abundant, Efficient, Clean; A Debate over the Energy System-of-Change, ew-special 1/2009, [www.vwew.de](http://www.vwew.de); [www.itsHYtime.de](http://www.itsHYtime.de)

Carl-Jochen Winter, Hydrogen Energy – Abundant, Efficient, Clean; A Debate over the Energy-System-of-Change, Elsevier, International Journal of Hydrogen Energy 34 (2009), S1-S52, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.05.063>; <http://energylocate.com/home/articles/news/169-hydrogen-energy-abundant-efficient-clean>



# **Analyse / Diagnose von Fehlern bei der Errichtung und dem Betrieb von PV-Anlagen einschl. deren Bewertung**

Prof. Dr.-Ing. habil. K. Wozniak, 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 der Diskussion um einen Ausstieg aus der Atomenergie und der weiter steigenden Nachfrage nach fossilen Brennstoffen sowie den daraus resultierenden immer höheren Energiekosten ist es ratsam, verschiedene Möglichkeiten der Erzeugung und Bereitstellung von Elektro- und Wärmeenergie über erneuerbare Energien hinsichtlich ihrer technischen Optimierung und ihrem wirtschaftlichen Betrieb zu analysieren. Eine wichtige Rolle spielt dabei die photovoltaische Stromerzeugung (ca. 1% Anteil an Elektroenergie), 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. 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 years 2009 and 2010 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 next year.

## **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<sub>p</sub> 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<sub>th</sub>) 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/m<sup>2</sup>\*a und vielen seit der politischen Wende vor 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 wurde im letzten und diesen Jahr erstmals 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 war 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 2010 dargestellt.

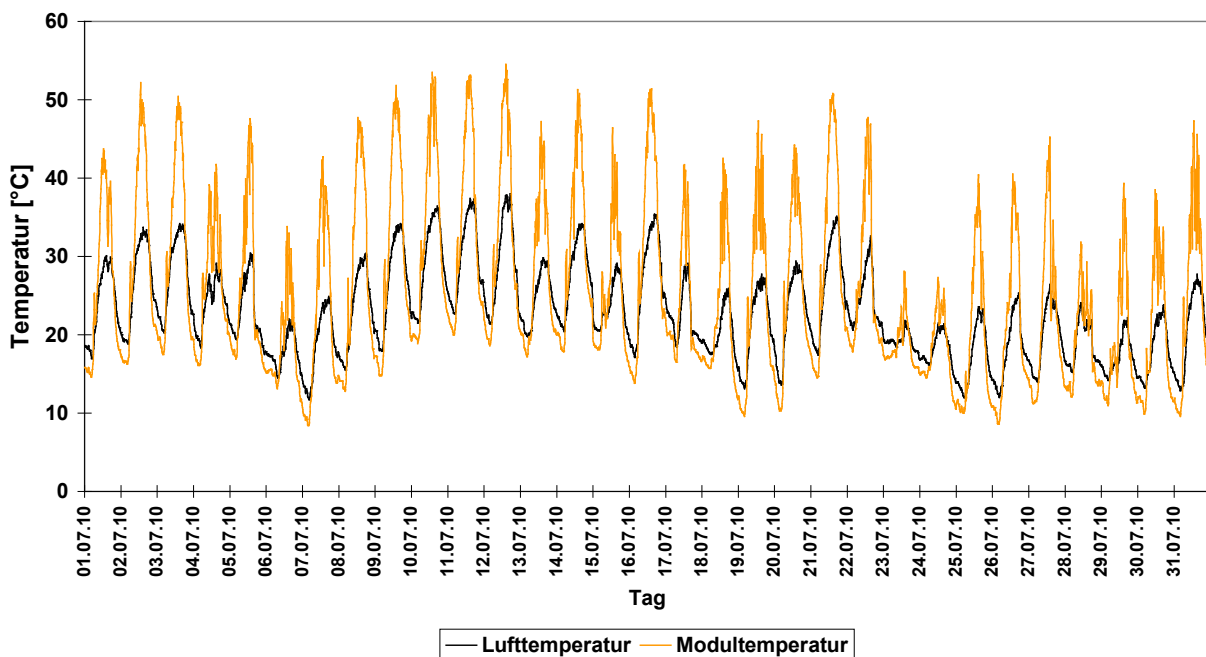


Bild 5 Luft- und Modultemperatur an der PV-Anlage der HTWK Leipzig im Juli 2010

Unter dem Gesichtspunkt eines allbekannten negativen Leistungskoeffizienten bei dem Halbleiter Silizium von  $-0,5\%/K$  und der bei einer Standardtemperatur von  $25^{\circ}C$  gemessenen Modulnennleistung treten bei Modultemperaturen von  $55^{\circ}C$  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.

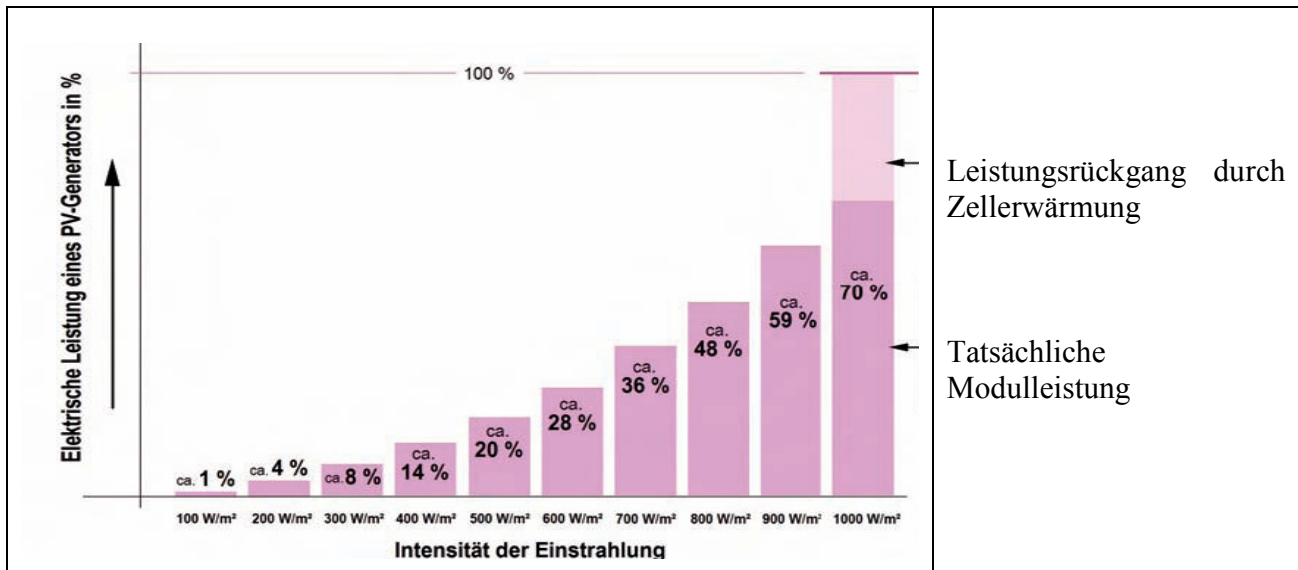


Bild 6: Leistungsverluste an PV-Modulen in Abhängigkeit der solaren Einstrahlung und den damit verbunden hohen Luft- und Modultemperaturen

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.

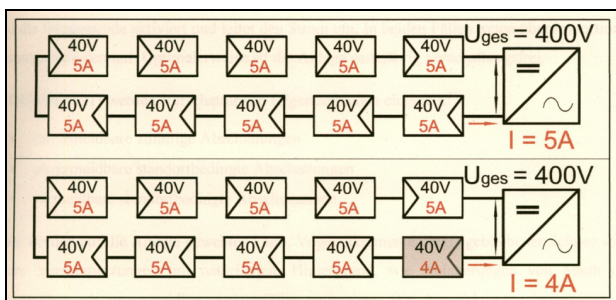


Bild 7: Mismatching am Beispiel eines verschattungsfreien und eines teilverschatteten PV-Strangs

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.

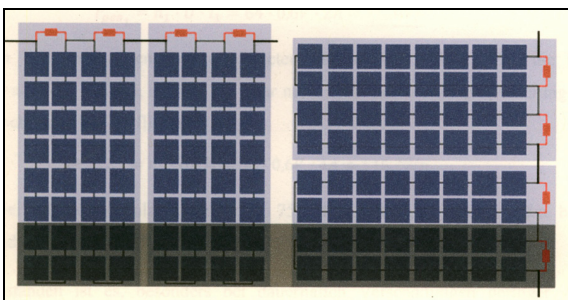


Bild 10: Anordnung der Module bei teilweiser Verschattung (Links: falsch, rechts: richtig)

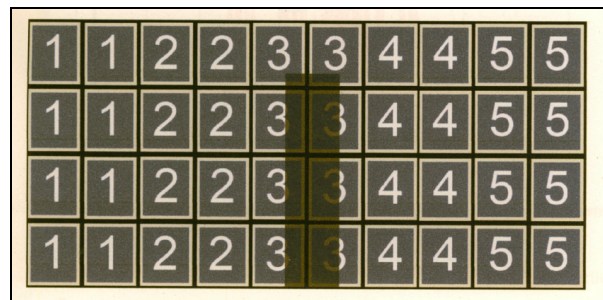
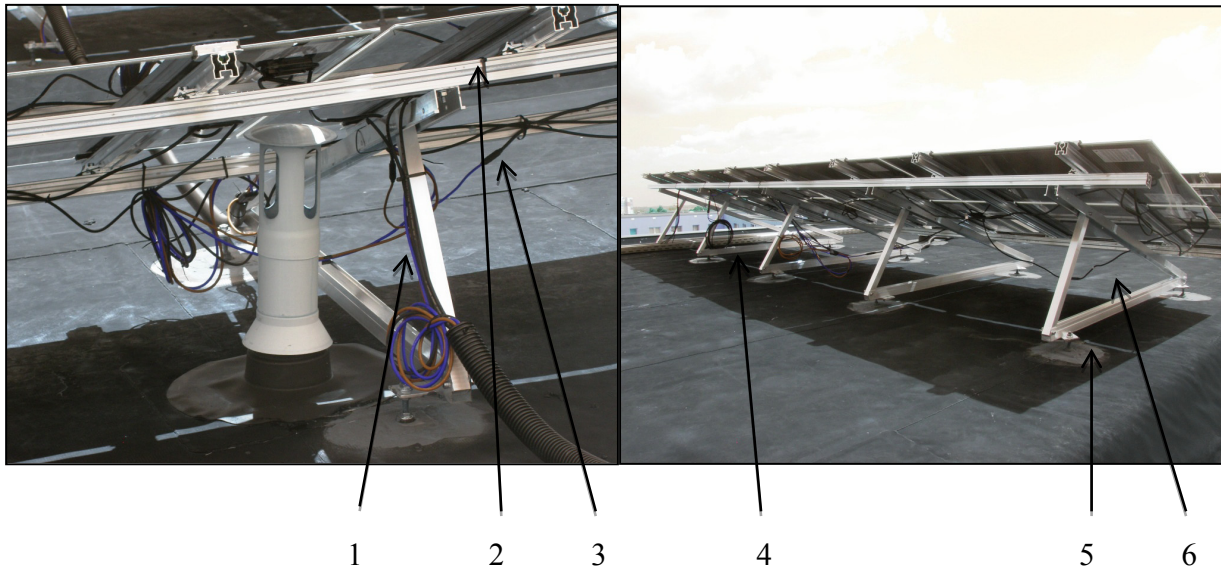


Bild 11: Beispiel für die richtige Verschaltung von Modulen zu einzelnen Strängen

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 elektrischer 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.

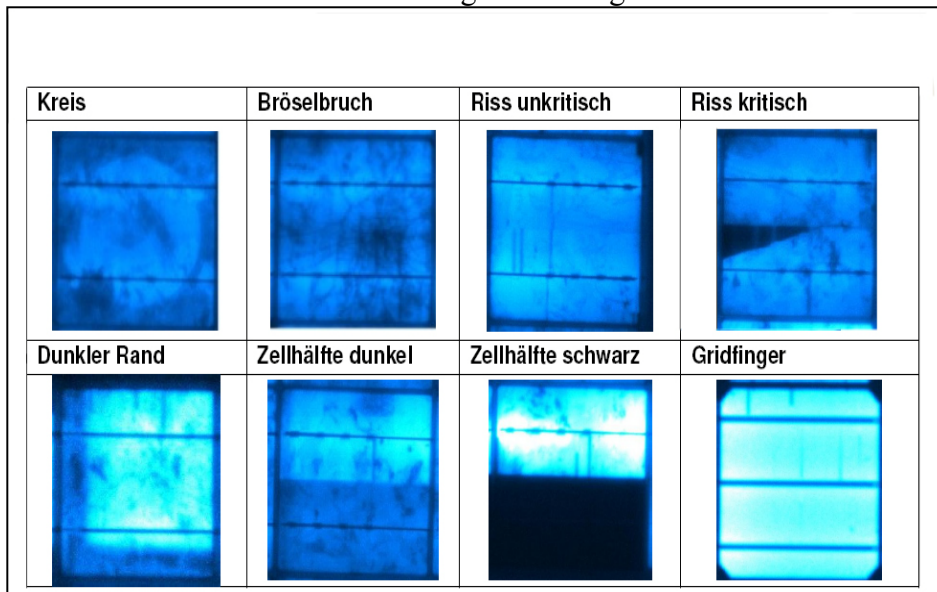


Bild 14: Mit einer Wärmebildkamera analysierte Fehler in Solarzellen

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.

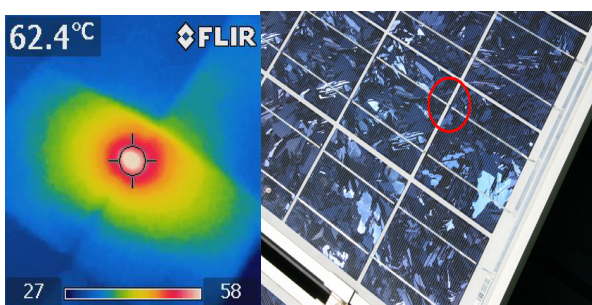


Bild 15: Zelltemperaturerhöhung durch kalte Lötstellen

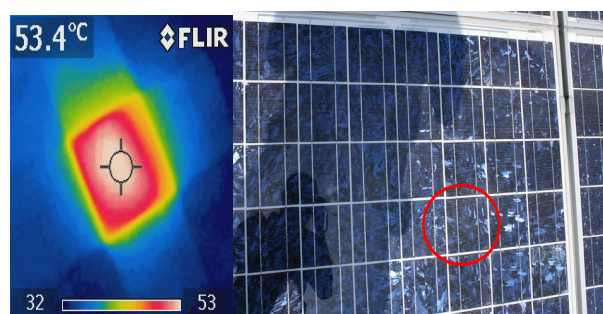


Bild 16: Zelltemperaturerhöhung durch Mikrorisse

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.

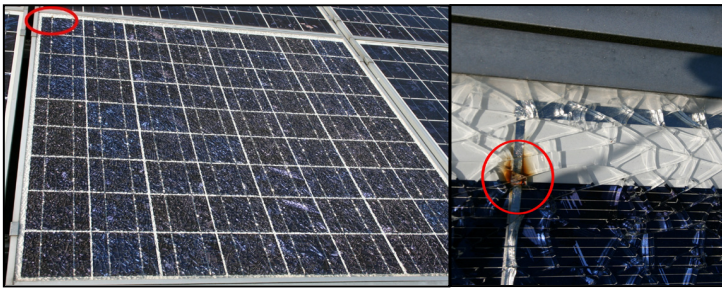


Bild 17: Glasbruch infolge zu hohen Zelltemperaturen bedingt durch kalte Lötstellen

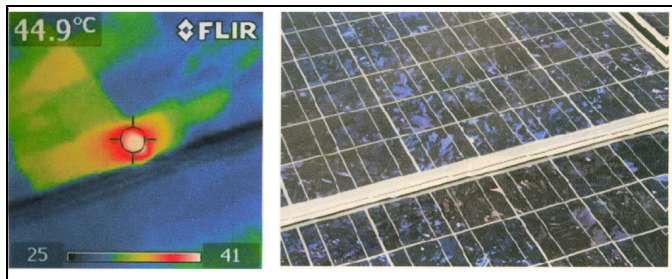


Bild 18: Unzulässige Modulerwärmung bedingt durch eine defekte Anschlussdose eines PV-Moduls

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

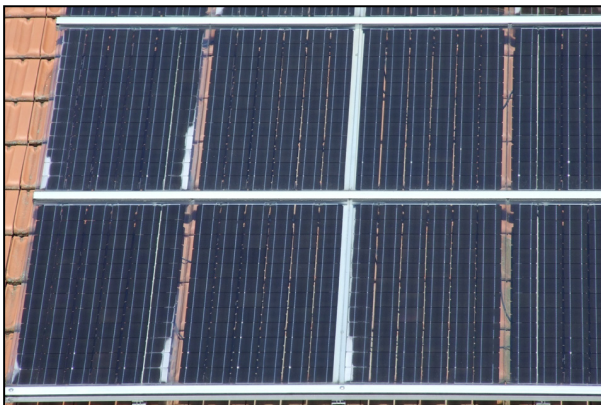


Bild 19: Module mit Delaminierungen

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
<b>Modul</b>	Befestigungen Delaminierungen	„aufgerollte“ Montagesysteme Leistungsminderung
	Hot Spots	Überhitzung durch Kontaktprobleme infolge kalter Lötstellen
	Verschattungen Beschädigungen	örtlich/temporär/Nachträglichkeit Hagel/Sturm/Blitzschläge
<b>Wechselrichter</b>	Unterdimensionierung	Kappung von Leistungsspitzen in den Mittagsstunden
<b>Zubehör</b>	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 im 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 und auch auf die Dünnschichtsolartechnik auszuweiten.

# Wasserstoffherzeugung für dezentrale Energieversorgung

C. Würfel

*h-tec Wasserstoff-Energie-Systeme GmbH, Lindenstraße 48a, D-23558 Lübeck, info@h-tec.com*

**Schlüsselwörter:** Elektrolyse, Wasserstoffproduktion, Energiespeicher, Notstromversorgung, autarke Anlagen

## **Zusammenfassung:**

Mit zunehmender Marktdurchdringung auf Wasserstoff basierender dezentraler Energieversorgungslösungen wird die vor Ort Erzeugung von Wasserstoff zu einem wichtigen Faktor. Im Fokus stehen dabei insbesondere zwei Anlagenkonzepte: Zum einen Notstromversorgungen, zum anderen autarke Anlagen (Insellösungen). Beide Anlagenkonzepte können mit Elektrolysemodulen ausgerüstet werden um Wasserstoff als Energiespeicher vor Ort herstellen zu können. Außerdem zeichnen sich zukünftige Anlagenkonzepte zur Energiespeicherung oder zum Befüllen mobiler Wasserstoffspeicher ab.

## **Abstract:**

With the increasing market penetration of remote energy supply solutions based on hydrogen, the production of hydrogen locally becomes an ever more important factor. The focus is particularly upon two conceptions: on the one hand emergency power supplies and on the other stand-alone applications (isolated applications). Both conceptions can be provided with electrolyser modules to locally produce hydrogen as energy storage on site. Furthermore there are conceptions emerging regarding future energy storage and filling of mobile hydrogen storages.

## **Ausgangssituation**

Mit zunehmender Marktdurchdringung auf Wasserstoff basierender dezentraler Energieversorgungslösungen wird die vor Ort Erzeugung von Wasserstoff zu einem wichtigen Faktor. Im Fokus stehen dabei zum derzeitigen Beginn der Markteinführung insbesondere zwei Anlagenkonzepte: Zum einen Notstromversorgungen, zum anderen autarke Anlagen (sog. Inselösungen).

Anlagen zur dezentralen Energieversorgung mit kleinen Leistungen werden heute mit Akkumulatoren realisiert. Die Wiederaufladung findet dabei entweder über das Stromnetz oder bei netzunabhängigen Anlagen über Windkraft, Photovoltaik oder eine Kombination davon statt. Bei Anlagen mit größeren Leistungen kommen Generatoren mit Benzin oder Diesel als Energieträger zum Einsatz. Dabei ist der Einsatz von potentiell umweltschädlichen Energieträgern wie Benzin oder Diesel in Gegenden ohne vorhandenes Stromnetz häufig nicht erwünscht, nicht erlaubt oder zumindest nur unter umfangreichen Auflagen möglich.

Es wurden auch schon Anlagen mit Wasserstoff als Energieträger und Brennstoffzellen zur Stromerzeugung verwirklicht. (z.B. SINE-Projekt, Dänemark, 140 Standorte) In Zukunft wird die Anzahl solcher Anlagen zunehmen. Derzeit wird der Wasserstoff in Flaschen angeliefert. Eine Wasserstoffproduktion vor Ort unter Verwendung von Elektrolyseuren ist möglich, wurde bisher allerdings nur in Demonstrationsprojekten gezeigt.

## **Inselösung**

Bei autarken Energieversorgungsanlagen, sogenannten Inselösungen, werden die Verbraucher im Normalfall über Windkraft oder Photovoltaik gespeist. Dabei werden die Windkraftanlage bzw. die Photovoltaikmodule so dimensioniert, dass sie einen Überschuss an elektrischem Strom produzieren, mit dem ein Elektrolyseur Wasserstoff erzeugen kann, der als Energiespeicher für Zeiten ohne Wind und ohne Sonneneinstrahlung dient. Die Rückverstromung findet dann bedarfsgerecht über eine Brennstoffzelle statt. Gängige Anlagen versorgen dabei Verbraucher mit einer durchschnittlichen Last von 1 – 2 kW. Zum Einsatz kommen in der Regel Brennstoffzellen mit Leistungen von 2 – 5 kW. Je nach Anlagenkonzept, vor allem der maximal erlaubten Zeit für die Wiederauffüllung der Speicher, kommen Elektrolyseure mit Leistungen von 5 – 10 kW zum Einsatz.

## **Back-Up Systeme**

Bei Notstromversorgungen, sogenannten Back-Up Systemen, werden die elektrischen Verbraucher normalerweise über das vorhandene Stromnetz betrieben. Bei einem Ausfall des Stromnetzes wird die Versorgung durch eine Brennstoffzelle übernommen, die ihre Energie aus einem Wasserstoffspeicher bezieht. Wenn die Versorgung aus dem Stromnetz wieder vorhanden ist, lässt sich dieser Speicher über einen Elektrolyseur wieder auffüllen. Gängige Verbraucher in solchen Anlagen haben eine Leistung von 1 – 2 kW. Die Größe des Wasserstoffspeichers und des Elektrolyseurs hängt sehr von der Häufigkeit der Stromausfälle und der erwarteten Dauer ab.

Elektrolyseure mit Leistungsaufnahmen von 5 – 10 kW sollten in der Regel für eine ausreichende Wiederauffüllung geeignet sein.

Die Investitionskosten für eine derartige auf Wasserstoff basierende Anlage liegen über denen für konventionelle Anlagen. Die Voraussetzungen für einen Einsatz sind gegeben, wenn mit häufigen und lang anhaltenden Stromausfällen zu rechnen ist und gleichzeitig aufgrund der Infrastruktur und/oder Personalkosten eine regelmäßige Betankung mit Benzin oder Diesel die Differenz der günstigeren Investitionen aufwiegt. Ähnliches gilt für Anlagen, die mit Akkumulatoren anstelle von Generatoren betrieben werden. Unter den Voraussetzungen von häufigen und lang anhaltenden Stromausfällen (und den klimatischen Bedingungen, die in der Regel in solchen Gegenden herrschen) haben Akkumulatoren eine sehr begrenzte Lebensdauer. Der logistische Aufwand für den Austausch von Akkumulatoren mit den beschriebenen Leistungen ist hoch.

### **Nachfüllstationen**

Mit Elektrolyseuren, die sowohl über das Stromnetz als auch über regenerative Energien betrieben werden können, lassen sich auch Anlagen verwirklichen, die dezentral Wasserstoff als Energiespeicher für mobile Anwendungen bereitstellen. Die Größe der Anlage ist von der Anzahl, der Leistung und der Betriebsdauer der Fahrzeuge bzw. Anwendungen abhängig. Bei einer ausschließlichen Verwendung von regenerativen Energien ist zudem eine Reserve für Zeiten ohne Wind bzw. Sonnenschein notwendig. Diese Reserve kann sowohl die Leistung des Elektrolyseurs als auch die Größe des Wasserstoffspeichers betreffen. Die Windkraftanlage bzw. Photovoltaikmodule müssen entsprechend dimensioniert werden.

### **Energiespeicherung**

Ein Szenario einer zukünftigen Anwendung von Brennstoffzellen und Elektrolyseuren in dezentralen Anlagen stellt die Speicherung von überschüssigem Strom und Rückverstromung zu Spitzenlastzeiten dar. Dabei wird zu Zeiten eines Überangebotes an Strom das Übertragungsnetz durch den Betrieb von (vielen) dezentralen Elektrolyseuren entlastet. Bei Strommangel kann das Netz durch die Rückverstromung des produzierten Wasserstoffs in Brennstoffzellen unterstützt werden. Mit der zunehmenden Leistung von regenerativen Energien im Stromnetz könnte diese Form der Energiespeicherung einmal in größerem Umfang eingesetzt werden.

### **Hemmnisse der Marktdurchdringung**

Die meisten Komponenten der beschriebenen Anlagen sind im Prinzip am Markt verfügbar. Photovoltaik- und Windkraftanlagen sind in einem weiten Leistungsspektrum verfügbar. Brennstoffzellen mit Leistungen von 2 bis 5 kW sind kommerziell erhältlich, auch wenn die Investitionskosten durchaus noch als zu hoch angesehen werden können. Die Speicher für den produzierten Wasserstoff sind zumindest für Wasserstoff unter Druck erhältlich. Für niedrigere Drücke können sogar Standard-Flüssiggastanks verwendet werden (z.B. „Hydrogen Village of Vestenskov, Dänemark). Für höhere Drücke oder andere Abmessungen sind Hersteller von

Druckbehältern in der Lage, Lösungen anzubieten. Elektrolyseure in dem beschriebenen Leistungsspektrum sind nur wenige im Markt verfügbar, die Investitionskosten übersteigen in der Regel noch diejenigen der Brennstoffzelle. Nicht alle verfügbaren Elektrolyseure erfüllen die darüber hinaus wichtigen Anforderungen für den Einsatz in den beschriebenen Anlagenkonzepten.

### **Anforderungen an Elektrolyseure für dezentrale Energieversorgungen**

Für die vorgestellten Anwendungen müssen Elektrolyseure eine Reihe von Anforderungen erfüllen, um sich gegen die bestehenden Lösungen durchsetzen zu können: Dazu zählen:

- Sicherheitskonzept für den Betrieb in komplexen Anlagen
- Geringe Wartung, lange Wartungsintervalle
- Verträglichkeit mit den klimatischen Voraussetzungen, vor allem im warmen Klima
- Integrierbar in vorhandene, übliche Anlagen (19“ Elektronikschränke),
- Min. 10 bar Wasserstoff-Druck
- Möglichkeit zur Fernwartung/ -überwachung
- Lange Lebensdauer (10 000 h und mehr)
- Betrieb an schwankenden Quellen (für die Anbindung an regenerative Quellen)

### **Zukünftige Entwicklungen:**

Weitere Entwicklungen bei den Elektrolysesystemen werden dazu führen, dass auch Anlagen, für die heute eine Lösung mit Wasserstoff, Brennstoffzelle und Elektrolyse nicht darstellbar ist, in Zukunft mit dieser Technologie ausgerüstet werden können. Die dringlichsten Entwicklungen dabei sind:

- Preiswertere Anlagen (durch größere Nachfrage und technologische Entwicklungen)
- Höherer Druck für Speicher
- Trocknung bzw. Gasreinigung (für die Nutzung von Metallhydridspeichern)
- Komplette Elektrolyseanlagen mit Stromversorgung und Wasseraufbereitung

# BIOMASSE ALS BETRIEBSSTOFF FÜR SCHIFFE

W. Zeńczak

Westpommersche Technische Universität Szczecin, Fakultät für Meerestechnik Al. Piastów 41, 71-065 Szczecin PL  
[wojciech.zenczak@zut.edu.pl](mailto:wojciech.zenczak@zut.edu.pl)

**Schlüsselwörter:** Kraftstoffe, Umweltschutz, Schiffsantrieb, Wirbelschichtdampferzeuger

**Zusammenfassung:** Im vorliegenden Artikel werden die Ergebnisse der Analyse von Möglichkeiten für die Anwendung der festen Biomasse in Form von Pellets als Betriebsstoff für die Schiffe im Aspekt der Umweltschutz wie auch des Preisanstiegs von flüssigen Kraftstoffen und der Erschöpfung der Erdölvorräte dargestellt. Als Untersuchungsobjekt wurde ein Schiff mit kleiner Reichweite vom Typ „Fluss- Meer“, das im Ostseeraum betrieben werden soll, in Betracht genommen. Es wurde die Lösungskonzeption der Schiffsmaschinenanlage beschrieben. Eine vereinfachte Vergleichsanalyse von Kraftstoffkosten des Schiffs mit dem Biomassekessel und des Schiffs mit der klassischen Lösung d.h. mit dem Dieselmotor, der alleine mit Dieselöl betrieben wird, dargestellt. Die Anwendung eines Wirbelschichtdampferzeugers zur Feuerung der Biomasse wird empfohlen.

**Summary:** The article presents the results of the analysis of the possibilities of the application of the solid biomass in the form of pellets as the fuel for ships in consideration of the environment protection as well as due to increase of the liquid fuel prices and decreasing resources of the crude oil. As the object of investigation a ship of minor cruising range of river – sea type has been assumed, chiefly intended for the service on the Baltic Sea. The ship's power system solution has been discussed. A simplified comparative analysis of the fuel costs for a ship with power plant including biomass fired boilers and a ship with the conventional solution of the motor power plant supplied by Diesel oil has been demonstrated. The advantage of the application of the fluidised bed biomass fired boiler has been indicated.

## 1. Einführung

Die Erdölerschöpfung und ein daraus resultierender Preiseinstieg der Kraftstoffe veranlassen zur Suche nach neuen Lösungen von Schiffsmaschinenanlagen z.B. einer solchen, in der die Anwendung von unkonventionellen Energiequellen darunter erneuerbaren Energiequellen möglich ist. Ein anderer wichtiger Aspekt des Rücktretens von flüssigen Betriebsstoffen ist der Umweltschutz. Es wird geschätzt, dass der Anteil der Schiffe in weltweiter Emission von Schwefeloxiden ( $\text{SO}_x$ ), die durch das Verbrennen der fossilen Betriebsstoffe entsteht, ca. 7% beträgt. Der Anteil von Stickstoffoxiden ( $\text{NO}_x$ ) beträgt, je nach der Quelle, ca. 13 -17% [1, 4, 8]. Die Weltschiffahrt ist auch für die Emission in die Atmosphäre der erheblichen Menge von Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ) verantwortlich, was 3,3 % der globalen Emission dieses Gases beträgt. Der Anteil der Schiffe in der Emission von  $\text{CO}_2$  unter allen Beförderungsmitteln beträgt 7% [12]. Das fundamentale Dokument, das Schadstoffemission von der Schiffsmotoren reguliert, sind Vorschriften der Internationalen Maritimen Organisation (IMO). Die  $\text{NO}_x$  - Grenzwerte nach IMO gemäß Revised MARPOL Annex VI für Schiffsmotoren - die Stufen zwei und drei (Tier II und Tier III), sind in der Tabelle 1 dargestellt.

Im Bezug auf  $\text{SO}_x$  - Emission wird sie durch Angabe vom maximal zulässigen Schwefelgehalt im Brennstoff begrenzt. Der zulässige Schwefelgehalt im Betriebsstoff sowohl global angesehen als auch in den Schwefel-Emissionskontrollgebieten (SECA –  $\text{SO}_x$  Emissions Control Areas) sind mit dem jeweiligen Datum seiner Einführung in der Tabelle 2 dargestellt. Es ist auch die Anwendung der Technologie zur Entschwefelung des Abgases nach Verbrennung an Bord des Schiffes z.B. durch das Einsetzen von Scrubber –Anlage zulässig.

Tabelle. 1. NO<sub>x</sub> -Emissionsgrenzwerte nach MARPOL Annex VI [9]

Motoren – Nenndrehzahl [min <sup>-1</sup> ]	NO <sub>x</sub> -Emissionsgrenzwerte [g/kWh]	
	Tier II (ab 1.01.2011)	Tier III (ab 1.01.2016)*
n<130	14,4	3,4
130 ≤ n < 2000	44 · n <sup>(-0,23)</sup>	9 · n <sup>(-0,2)</sup>
n ≥ 2000	7,7	1,96

\* nur NO<sub>x</sub> Emissionskontrollgebieten

Tabelle. 2. Schwefelgehalt im Brennstoff nach MARPOL Annex VI [9]

Gültigdatum	Schwefelgehalt im Brennstoff (%)	
	SECA	Global
ab Juni 2010	1,5	4,5
ab Juli 2010	1,0	
2012	0,1	3,5
2015		0,5
2020 oder 2025		

Die gegenwärtigen IMO Standards umfassen die CO<sub>2</sub> -Emission noch nicht. Jedoch werden im IMO die Vorschriften zur Beschränkung dieser Emission ausgearbeitet. Dabei ist die Einführung eines Indexes (*Carbon Dioxide Transport Efficiency Index*) vorgesehen, der als Verhältnis der CO<sub>2</sub> -Ausstoßmasse und der Transportarbeit definiert wird. Das Indexieren von CO<sub>2</sub> wird am Anfang gültig [7].

Der CO<sub>2</sub> Ausstoß ist vor allem vom Brennstoffverbrauch abhängig. Im Fall von Dampferzeugern und Wärmekraftmaschinen, besonders Langsamlaufendenmotoren, bleibt nur ein sehr kleiner Spielraum für die Emissionssenkung übrig.

Eine wesentliche Reduzierung von CO<sub>2</sub> -Emission kann durch das Einsetzen auf den Schiffen von erneuerbaren Energiequellen wie z.B. Wind oder Solarenergie erreicht werden. Der Nachteil dieser Energiequellen ist aber eine kleinere Dichte im Vergleich zur Energie von konventionellen Quellen. Bei einer auf den Schiffen begrenzten zur Verfügung stehenden Fläche ist also ihre Anwendung erschwert. Außerdem sind zeitliche Pausen im Zugang.

Aus diesen Gründen begrenzt sich die Anwendung von Solar- und Windenergie hauptsächlich zu Sport- und Tourenbooten oder als Hilfsenergiequelle auf den Frachtschiffen.

Es ist aber zweckmäßig, eine Analyse der Idee der Anwendung von erneuerbaren Energiequellen auf Schiffen in Form von Biomasse durchzuführen.

## 2. Biomasse als Brennstoff für die Schiffe

Eine detaillierte Klassifikation der Biomasse ist erschwert, weil viele möglichen technologischen Produktions- und Konversionsprozesse und Prozesse der Generation von Sekundärbiomasse in diesen Prozessen auftreten. Als Biomasse werden viele Energieträger mit verschiedenen Merkmalen bezeichnet. Der Grund für die Klassifikation der Pflanzenbiomasse kann nach [5] die Verarbeitungsweise als Ergebnis der Konversion oder Ausnutzung der gewonnenen Produkte sein. Die Konversion der Biomasseenergie kann durch direkte Verbrennung, Vergasung oder Verarbeitung in flüssige oder gasförmige Kraftstoffe in verschiedenen Prozessen stattfinden. Die Biomasseformen, die zu energetischen Zwecken ausgenutzt werden, sind in der Abbildung 1 dargestellt.



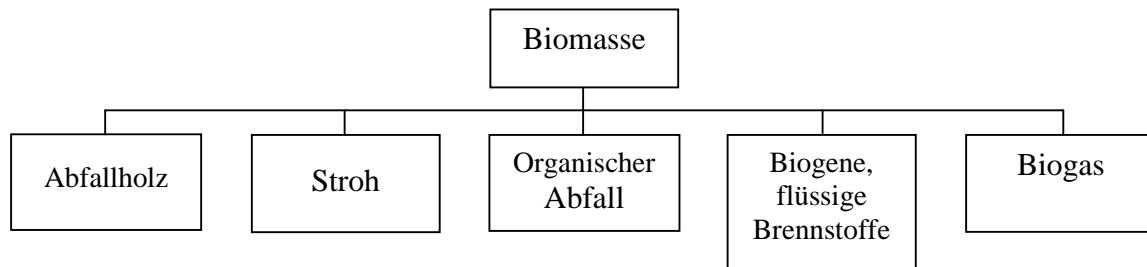


Abb. 1. Energetisch genutzte Formen der Biomasse

In der Tabelle 3 werden die Heizwerte und Dichte von verschiedenen Biomasseformen und zum Vergleich von Heizöl, Dieselöl und Kohle dargestellt. Von diesen zwei Parametern ist das Volumen vom benötigten Brennstoffvorrat für angenommene Reichweite des Schiffes abhängig.

Tabelle. 3. Heizwerte und Dichte von verschiedenen Biomasseformen und von Heizöl, Dieselöl und Kohle

<b>Biomasseform</b>	<b>Heizwert [MJ/kg]</b>	<b>Dichte [kg/m<sup>3</sup>]</b>
Graues Stroh	15,2	90 - 165
Holz ohne Rinde	18,5	380 - 640
Rapsöl	35,8	886 ( bei 20 °C)
Äthylalkohol	26,9	790 ( bei 20 °C)
Holzbrikett	17,5	470 <sup>1)</sup>
Holzpellets	19,5	630- 750 <sup>1)</sup>
Dieselöl DMA	40	890 (bei 15 °C)
Heizöl (RMK 700)	39,4	1010 (bei 15 °C)
Steinkohle	16 - 29	800 - 1000

<sup>1)</sup> Aufschüttungsdichte

In der Schiffstechnik würde das Ersetzen von flüssigen, aus Erdöl erzeugbaren Betriebsstoffen, durch die biogene, flüssige Betriebsstoffe eigentlich problemlos sein, weil sich die Heizwerte und Dichte nur ein wenig unterscheiden. Außerdem sind die Kraftstoffanlagen ähnlich und es gibt Erfahrungen mit dem Betrieb von Dieselmotoren, die mit biogenen Betriebsstoffen betrieben werden. Als Beispiel können die Landanwendungen genannt werden [3].

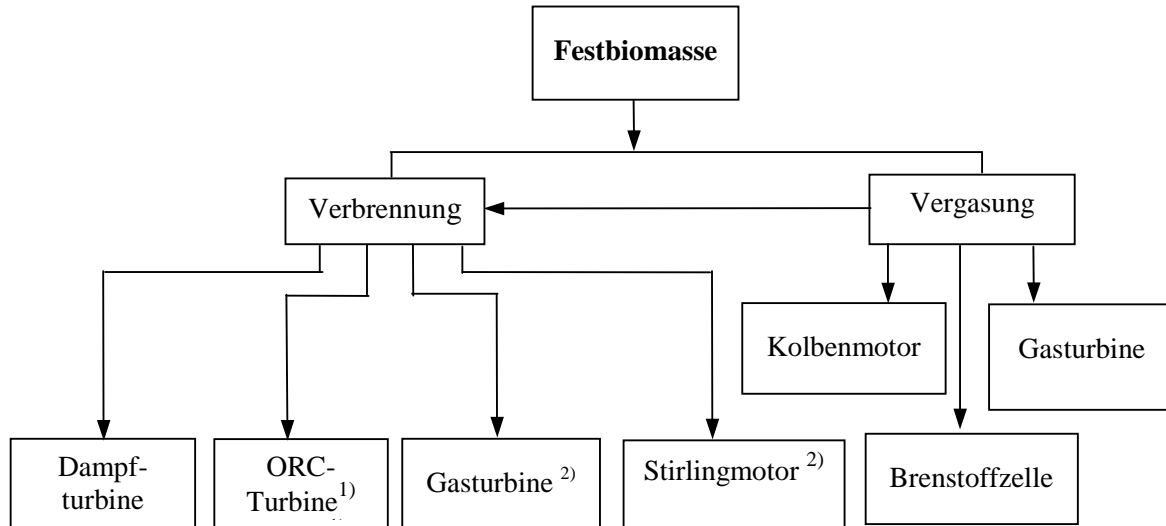
Sowohl die langsam- als auch die mittelschnelllaufenden Schiffsdieselmotoren der größten Produzenten der Welt, die zur Verbrennung von Heizöl angepasst werden, dürfen Biokraftstoffe (Bioöle) verbrennen. Auf Grund des möglichen Auftretens der Kavitation in den Einspritzpumpen, können sich aber einige Probleme in Motoren, die nur zur Verbrennung vom Dieselöl angepasst werden, bemerkbar machen [10].

Bis jetzt findet die Anwendung von Biokraftstoffen auf den Schiffen in sehr begrenztem Umfang statt. Die bekannten Fälle sind meistens mit Forschungsprojekten verbunden oder begrenzen sich zur Ausnutzung von Biokraftstoffen als einen mehrprozentigen Zusatz zu den aus Erdöl stammenden Kraftstoffen [2].

Bei aktuellem Rechtszustand im Bereich der zulässigen CO<sub>2</sub> -Emission ist der hohe Preis, umgerechnet auf eine Energieeinheit im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen, eine von den Barrieren für eine breitere Anwendung der Biokraftstoffe [10].

In der Energietechnik gibt es zurzeit viele Technologien zur energetischen Ausnutzung von Festbiomasse, die u.a. in [5] dargestellt werden.

Die ausgewählten Technologien, die einen Überlegungswert im Aspekt der möglichen Anwendung in einer Schiffsmaschinenanlage bilden, sind in der Abbildung 2 dargestellt.



<sup>1</sup> Thermalöl Zwischenkreis

<sup>2</sup> Verbrennung in einer Außenkammer

Abb. 2. Ausgewählte Technologien der Ausnutzung von Biomasse in Schiffsmaschinenanlagen

Das Synthesegas, das im Prozess der Biomassevergasung gewonnen wird, eignet sich ausgezeichnet als Betriebsstoff für Wärmekraftmaschinen oder Kessel wie auch für die Brennstoffzellen. Seine Produktion ist aber mit der Einsetzung eines Gasgenerator am Bord des Schiffs verbunden. Der Gasgenerator besetzt ein zusätzliches Volumen im Schiffsmaschinenraum und erfordert einen zusätzlichen Energieaufwand auf den Prozess.

Das Synthesegas wird durch relativ niedrigen Heizwert d.h. 4 - 7 MJ/kg charakterisiert. Man kann ihn durch Vergasung im reinen Sauerstoff oder durch Zuführung des Dampfes im Prozess vergrößern. Diese Maßnahmen führen jedoch zur Verbreiterung der Anlage. Auf Grund des kleinen Heizwerts ist es auch sinnlos, die Produktion des Gases auf dem Land zum Zweck der Verdichtung durchzuführen, um es danach zum Schiff zu liefern.

Unter den Technologien, die direkt Biomasseverbrennung ausnutzen, ist die Verbrennung der Biomasse in einem Dampferzeuger und Anwendung eines Dampfkreislaufs die beste Lösung. Das ist eine einfachste Methode und sie wurde außerdem gewissermaßen in Seebedingungen geprüft, als die Kohle einen Grundbrennstoff auf den Schiffen darstellte.

Die Aufschüttungsdichte von Biomasse ist aber wesentlich kleiner als die von Kohle. Das führt im Fall der Biomasse zu einem größeren Bunkervolumen, als das bei der Verwendung der Kohle üblich war. Aus diesen Gründen werden Pellets als am meisten geeignet anerkannt. Pellets haben die größte Aufschüttungsdichte unter allen Festbiomassesorten und ihr Preis umgerechnet in die gewonnene Energieeinheit ist wesentlich kleiner als der von Bioöl. Pellets lassen sich auch leicht vom Bunker zum Kessel z.B. pneumatisch transportieren. Pellets beinhalten nicht mehr als 0,08% Schwefel und nicht mehr als 0,3% Stickstoff [5]. Das Schwefeloxidesproblem existiert also praktisch nicht.

Die Bildung von NO<sub>x</sub> aus dem Brennstoffstickstoff hat auch untergeordnete Bedeutung. Bei einem typischen Luftüberschuss für Pelletsverbrennung ( $\lambda=1,1-1,3$ ), findet nur die thermische NO<sub>x</sub> Bildung von dem im Luft gehaltenen Stickstoff statt. Seine Entstehung steigt stark in den Temperaturen über 1300 °C an. Die Minderung von NO<sub>x</sub> Emission kann durch Luftstufung bei der

Verbrennung oder durch die Anwendung von Wirbelschichtdampferzeugern erreicht werden. Die Verwendung des Wirbelschichtdampferzeugers erlaubt nämlich eine Verbrennung bei niedrigen Temperaturen.

### 3. Auswahl des Schiffes und Konzeption der Lösung der Schiffsmaschinenanlage

Aus dem Vergleich von Aufschüttungsdichten und Heizwerten (Tab.3) ergibt sich, dass für die gleiche Reichweite des Schiffes ein Bunkervolumen für Pellets nur geringfügig größer sein würde, als dies bei der Kohle der Fall ist. Erheblich schlechter sieht der Vergleich mit dem Heizöl oder Dieselöl, deren Bunker einige Mal kleiner sind, aus. Man muss nämlich berücksichtigen, dass der große Bunkervolumen den Laderaumvolumen begrenzt ist. Aus diesen Gründen eignet sich am besten das Schiff unter verschiedenen Schiffstypen für die Einsetzung der Pellets, das kleine Entwurfsreichweite hat.

Zum Zweck der Prüfung dieser Relationen wurde als Beispielentwurfsobjekt eine Schiffsmaschinenanlage eines Schiffes des Typs Fluss –Meer gewählt. Die Tragfähigkeit des Schiffes beträgt 2900 DWT und die Kontraktgeschwindigkeit 12 w. Das Schiff sollte auf der Ostsee und auf den angrenzenden Binnenwasserwegen betrieben werden [6].

Der Ostseeraum ist mit strengen Emissionsvorschriften geschützt. Deswegen ist der Wahl eines solchen Schiffes mit der Biomasse als Kraftstoff besonders gut begründet. Ein wichtiger Aspekt ist auch ein ausgezeichneter Zugang zur Pellets an der Ostseeküste. In der Abbildung 3 ist ein Fragment der Europakarte mit den markierten Lokalisierungen der Produzenten von Pellets um die Ostsee herum nach [11] dargestellt.

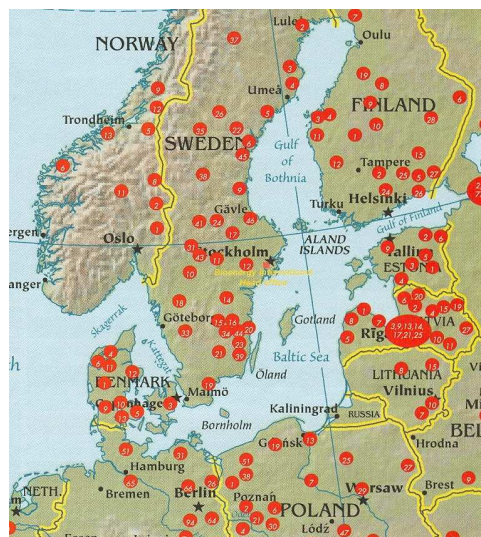


Abb. 3. Lokalisierungen der Produzenten von Pellets um die Ostsee herum [11]

Die Hauptantriebsleistung des Schiffes beträgt 1500 kW und sie ist in zwei Podantriebe, je mit 750 kW elektrischen Motor ausgerüstet, geteilt. Bei der Berücksichtigung von anderen elektrischen auf dem Schiff montierten Verbraucher, darunter Bugstrahler sowie auch Heizungen, die auf dem elektrischen Wege realisiert werden, beträgt die Gesamtleistung der Schiffsmaschinenanlage 2320 kW. Es wurde angenommen, dass die ganze Elektroenergie durch einen Turbogenerator erzeugt wird. Die Turbine wird durch den Dampf angetrieben, der im Pelletsdampferzeuger produziert wird.

Die vorgeschlagene Lösung von Schiffsmaschinenanlage bildet eine alternative Lösung zum Entwurf einer Diesel - Electric Schiffsmaschinenanlage mit den schnelllaufenden Dieselmotoren, die im [6] dargestellt wurde.

Die Reichweite wurde wie für ein Musterschiff d.h. mit 4000 Seemeilen angenommen.

Eine von den wichtigsten Fragen, die aus der Annahme der Pellets als Betriebsstoff hervorgeht, ist die Bestimmung vom Bunkervolumen für die angenommene Reichweite des Schiffes.

Um den Bunkervolumen zu bestimmen, wurde angenommen, dass in der Schiffsmaschinenanlage ein einfacher Dampfkreislauf realisiert wird. Die angenommenen Parameter des Dampfkreislaufes und die Berechnungsergebnisse sind in der Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle. 4. Dampfkreislaufparameter und Berechnungsergebnisse

Parameter	Wert	Maßeinheit
Dampf Temperatur am Turbineneintritt	530	°C
Dampfdruck am Turbineneintritt	9	MPa
Druck im Kondensator	0,006	MPa
Innerer Wirkungsgrad der Turbine	0,9	-
Mechanischer Wirkungsgrad der Turbine	0,97	-
Wirkungsgrad des Dampferzeugers	0,85	-
Turbogeneratorleistung	2320	kW
Dampfstrom geleitet zur Turbine	2,49	kg/s
Pelletsstundenverbrauch	1789	kg/h
Bunkermasse	795	Mg
Pelletbunkervolumen für 4000 Seemeilen	1060	m <sup>3</sup>

Die Berechnungen des Dieselölsbunkers für Musterschiff mit Dieselmotoren, die bei den gleichen Annahmen bezüglich der Reisezeitkomponenten durchgeführt wurden, wurden den Bedarf an Dieselöl in der Menge von 250 Mg aufgewiesen. Der Volumen von Vorratstanks beträgt dabei 309 m<sup>3</sup>. Dieser Wert ist dreifach kleiner als für Pellets.

Im Bezug auf sehr guten Zugang zur Pellets im Ostseekreis, ihre meridionale Ausdehnung von 1300 km und ein Breitenkreis in weitester Stelle von 600 km, kann die Reichweite des Schiffes um die Hälfte verkürzt werden. Auf diese Weise kann der Pelletsbunkervolumen bis 530 m<sup>3</sup> verkleinert werden. Das sind wesentlich mehr akzeptable Werte.

Besonders besser sieht für die Schiffsmaschinenanlage mit dem Pelletsdampferzeuger der Vergleich von Brennstoffkosten aus. In der Tabelle 5 werden die Brennstoffkosten für beide Lösungen der Schiffsmaschinenanlage für die Reichweite von 4000 Seemeile zusammengestellt. Als Brennstoffpreisen werden Mittelpreisen von Juni 2010 angenommen [13, 14]

Tabelle. 5. Brennstoffkosten für die Biomasse - und Motorschiffsmaschinenanlage

Parameter	Brennstoffart	
	Pellets	Dieselöl
Einzelpreis [zł/Mg]	700	4686
Bunker [Mg]	795	250
Brennstoffkosten [zł]	556500	1217000

Der Kostenvergleich zeigt daraufhin, dass Brennstoffkosten für das Schiff mit dem Biomassedampferzeuger mehr als zweifach kleiner sind. Der Vergleich würde noch günstiger sein,

wenn statt Holzpellets die Strohpellets verwendet würden. Die Strohpellets haben ähnliche Eigenschaften wie die Holzpellets, aber der Preis ist um die Hälfte kleiner.

Das EU CO<sub>2</sub> -Emissionslimit, wie auch Verpflichtungen zur Vergrößerung des Anteils von erneuerbaren Energiearten in der Elektroenergieproduktion verursachen, dass im Energietechnik in Polen Kohle mit Biomasse zusammen verbrannt oder neue Biomassedampferzeuger gebaut werden. In vielen Fällen werden Wirbelschichtdampferzeugern, die umweltfreundliche Verbrennung gewährleisten, angewandt.

In der vorgeschlagenen Lösung der Schiffsmaschinenanlage würde auch die Anwendung von Wirbelschichtdampferzeuger von Vorteil sein. Außer der Umweltfreundlichkeit wird er durch kleinere Abmessungen im Vergleich zum klassischen Dampferzeuger mit der gleichen Leistung charakterisiert.

#### **4. Zusammenfassung**

Anhand des Beispiels vom Schiffstyp Fluss –Meer, das für die Schifffahrt auf der Ostsee bestimmt wird, wo strenge Emissionsvorschriften gelten, wurde gezeigt, dass die Anwendung einer Anlage mit Dampfturbine und Pelletsdampferzeuger zweckmäßig ist.

Eine vereinfachte Betriebskostenanalyse von Schiffsmaschinenanlagen deutet auch auf die Möglichkeit ihrer erheblichen Senkung hin, wenn an der Stelle vom Dieselmotor eine Dampfturbine und ein Biomassedampferzeuger eingesetzt werden.

Obwohl ein niedriges Emissionsniveau auch bei klassischen Biomassedampferzeugern zu erreichen ist, wird die Anwendung von Wirbelschichtdampferzeugern mit einer noch kleineren Schadstoffemission empfohlen.

Allerdings ist hier noch eine experimentelle Untersuchung solchen Dampferzeugern in realen oder simulierten Seebedingungen erforderlich.

#### **Referenzen**

- [1] Bazari Z., Reynolds G., Sustainable Energy in Marine Transportation, IMarEST Conference, Sustainable Shipping, February 2005.
- [2] BC Ferries introduces biodiesel to its fleet, [www.motorship.com](http://www.motorship.com).
- [3] Bio – Plant in Fritzens , [www.mandiesel-greentechnology.com](http://www.mandiesel-greentechnology.com).
- [4] Brabeck S., Turn wind in to profit, Fuel and Environmental Seminar, BV Hamburg 2008.
- [5] Chmielniak T., Technologie energetyczne, WNT, Warszawa 2008.
- [6] Eureka Project –E!2772, Balteknologalschip, Outline Specification SINE 205, River –Sea Vessel 2900 DWT, March 2003.
- [7] Interim Guidelines for Voluntary Ship CO<sub>2</sub> Emission Indexing for use in trials, MEPC/Circ.471, 29 July 2005.
- [8] MAN B&W, Further reductions seen in maritime NO<sub>x</sub> emissions, Dieselfacts, Autumn 2003.
- [9] 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).
- [10] Opdal A.A., Hojem J.F., Biofuels in ships, A project report and feasibility study into the use of biofuels in the Norwegian domestic fleet, Zero Emission Resource Organization 2007.
- [11] The Bioenergy international, 6/2009.
- [12] Vahs M., „Green Ship” als Zukunftsaufgabe , Schiff und Hafen, Januar 2010.
- [13] [www.eg.com](http://www.eg.com).
- [14] [www.pelet.zalubski.pl](http://www.pelet.zalubski.pl).



ARGE Initiative Bioenergieregion  
Mecklenburgische Seenplatte GbR

# Bioenergie-Region Mecklenburgische Seenplatte

Sichere Zukunft durch erneuerbare Energien und Bioenergie

## Wir sind Gewinner!

Die Bioenergie-Region Mecklenburgische Seenplatte ist seit dem 1. Juni 2009 eine von 25 Gewinnerregionen beim Wettbewerb „Bioenergie-Regionen“, initiiert vom Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz.

## Unser Erfolgsrezept:

Erfolgversprechendes Konzept +starke Partner und Akteure + starkes Netzwerk + die richtigen Projekte = Mehr Wertschöpfung, Arbeitsplätze, neue Einkommensquellen, vermehrte Kaufkraft und Klimaschutz

Aus der Region – für die Region!

## Der Weg ist das Ziel!

Die richtigen Projekte

- Netzwerkbildung von Bürgern, Unternehmen, Kommunen und lokalen Akteuren
- Bewusstseinsbildung, Motivation, Bildung und Qualifizierung durch Kommunikation
- Studie zur Akzeptanz erneuerbarer Energien und zum Verbraucherverhalten
- Aufspüren der Biomassepotenziale
- Stärkung der Zielgruppengerechten Kommunikation
- Stoffliche und energetische Mehrfachnutzung von alternativen Öl-, Faser- und Energiepflanzen
- Optimierung inner- und überbetrieblicher energetischer Kreisläufe der Bio-Geflügelhaltung
- Klimaschutz in kommunalen Gebäuden durch Effizienz und erneuerbare Energien
- Nutzung von erneuerbaren Energien zur Kraft-Wärme-Kopplung

## Der Erfolg ist sichtbar!

### Bollewick auf dem Weg zum Bioenergiedorf

Bollewick wird Bioenergiedorf. Mit 2 Biogasanlagen und einer pflanzenölbetriebenen Heizanlage sollen die Einwohner des Ortes sowie die Feldsteinscheune mit Wärme versorgt werden.

Bundeslandwirtschaftsministerin Ilse Aigner enthüllt den Findling für die Grundsteinlegung der 1. Biogasanlage in Bollewick.



Quelle: Daniela Trebbow

### „Kleine Energiechecker“ am Start

Dieses Projekt richtet sich an Grundschulkindern und soll die Thematiken Klimabewusstsein, Energieeffizienz sowie erneuerbare Energien anhand konkreter Themeninhalte und Experimentierangebote interessant, „begreifbar“ und praktisch erlebbar machen. Hauptanliegen ist es, Grundsätze zum energie- und umweltbewussten Verhalten zu erarbeiten und den Gedanken in die Klassen aber auch Familien zu tragen und umzusetzen. Derzeit werden in 4 Grundschulen „Kleine Energiechecker“ ausgebildet.



Quelle: Gabriele Diesko

### Entstehung des „Landeszentrum für erneuerbare Energien Mecklenburg-Vorpommern“ – Leea

Das Landeszentrum symbolisiert das Themenspektrum „Energienetzwerk für Mecklenburg-Vorpommern“ im Bereich der erneuerbaren Energien. Energie zum Anfassen: Eine multimediale Ausstellung mit durchgehend interaktiven Exponaten und modernen Touchscreen-Terminals führt die Besucher an die Technologien der erneuerbaren Energien heran. So wird Energie lebendig und verständlich. Eine Ausstellungsfläche für Unternehmen sowie Veranstaltungsräume und ein Energielabor schaffen Information, Demonstration und Motivation zum Handeln.



Quelle: Stadwerke Neustrelitz GmbH

Bioenergieregion Mecklenburgische Seenplatte  
Falk Roloff-Ahrend  
Tel. 03981 474 124  
www.seenplatte-bioenergie.de



Das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz





# Gesellschaft für Energiemanagement und nachhaltige Entwicklungen mbH Solarkompetenzzentrum in Wismar



Die G.E.N.E. Gesellschaft für Energiemanagement und nachhaltige Entwicklungen mbH wurde 2005 gegründet und hat ihren Geschäftssitz im Innovations- und Technologie-Center (ITC) in Bentwisch sowie ein weiteres Büro im Essener Technologie- und Entwicklungs-Centrum (ETEC) in Essen.

## Tätigkeitsfelder:

- Forschung
- Planung und Bauüberwachung
- betriebswirtschaftliche und technische Unternehmensberatung
- Anlagenbetreuung und -betrieb
- Entwicklung innovativer Technologien/Projekte auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien und des Klimaschutzes
- Planung/Bauüberwachung von Anlagen zur Erzeugung regenerativer Energien
- Maßnahmen zur Verringerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen
- Ressourcenschonung sowie Stoffstrommanagement

## Projektbeispiel: Errichtung eines Solarkompetenzzentrums auf der ehemaligen Deponie der MTW-Schiffswerft in Wismar

### Hindergründe des Vorhabens

Im Zuge der weltweiten Ressourcenverknappung kommt einer ökologischen Energiegewinnung zukünftig eine immer bedeutendere Rolle zu. Neben einer modernen und ökologisch nachhaltigen Gestaltung der Stromversorgung steht insbesondere die Verbesserung der Energieeffizienz sämtlicher Abläufe von der Herstellung bis zum Endverbrauch im Mittelpunkt. Vor diesem Hintergrund betreibt die G.E.N.E. mbH ein Kompetenzzentrum für Solaranlagen auf der ehemaligen Deponie der MTW Schiffswerft GmbH in Wismar.



### Ziel des Solarkompetenzzentrums

Das Kernstück des Kompetenzzentrums bildet der Solarpark auf der ehemaligen Deponie der MTW Schiffswerft GmbH, der einerseits als Referenz- und Demonstrationsanlage und andererseits als Präsentations- und Kommunikationsobjekt dient.

Im Fokus des Vorhabens stehen folgende Themen:

- Planungs- und Beratungsdienstleistungen zur Errichtung von Solarstromanlagen auf Konversionsstandorten
- Vergleichsanalysen zwischen terrestrischen und satellitengestützten Leistungsprognosen
- Erhebung und Auswertung von Daten aus der technischen Betreuung sowie dem Betrieb der Anlage und ihrer peripheren Infrastruktur als Grundlage künftiger Anlagenplanungen
- Optimierung der Bemessungsgrundlagen sowie der Anlagenleistung anhand der Betriebserfahrungen und Datenauswertung.

Der Solarpark verfügt über eine Gesamtnennleistung von rd. 1 MWp. Die Stromspeisung erfolgt in das Netz der Stadtwerke Wismar.



## Gesellschaft für Energiemanagement und nachhaltige Entwicklungen mbH

Forschung	—	Projektentwicklung
Planung	—	Investition
Betrieb	—	Überwachung

### Hauptsitz:

Hansestraße 21  
D- 18182 Bentwisch  
Tel.: 03 81 / 63 02 –220  
Fax: 03 81 / 63 02 –222  
info@gene-mbh.de

### Büro Essen:

Kruppstraße 82 -100  
D- 45145 Essen  
Tel.: 02 01 / 33 04 23 63  
Fax: 02 01 / 33 04 23 64  
www.g-e-n-e.de

## INNOVATIONSKRAFT DURCH „GRÜNE MOBILITÄT“ – Das Konzept Modellregion E-Mobilität Kühlungsborn

Das Thema Elektromobilität ist derzeit in aller Munde, nicht zuletzt auch durch zahlreiche neue Förderprogramme auf Landes-, Bundes- und EU-Ebene. Kaum ein anderes Technologiefeld wird aktuell so intensiv und auch so unterschiedlich diskutiert wie eben die verschiedenen Alternativmöglichkeiten zur Bewegung mit traditionellen Verbrennungsmotoren.

Das Hanseatic Institute for Entrepreneurship und Regional Development an der Universität Rostock (HIE-RO) hat im Rahmen seiner Forschungs- und Beratungsaktivitäten im Projekt „Der Beitrag wirtschaftsnaher Netzwerke zum Aufbau Regionaler Innovationssysteme in M-V“, kurz RIS, eben diesen Trend aufgegriffen. So wurde im Rahmen der Entwicklung und Betreuung von Innovationsprojekten eine Konzeption für eine Modellregion der Elektromobilität für die Region Kühlungsborn und Umgebung initiiert. Notwendige Partner in den Konzeptionsphasen waren hierbei von Anfang an die Initiative Internationaler Tourismus e. V. (IIT) als touristischer Kompetenz-Input sowie das Unternehmen pironex GmbH als technologischer Inhaltsgeber.



Sie arbeiten an Konzepten für Modellregionen der Elektromobilität für M-V: Tino Hülsenbeck (pironex GmbH), Tilman Schubert (HIE-RO), Catharina Cassube (IIT e. V.), Martin French (HIE-RO), Matthias Horn (Stadtwerke Rostock AG) (von links).

Kühlungsborn und sein Umland sollen die erste innovative Urlaubsregion sein, welche neue technologische Entwicklungen implementiert. Das Anwendungsgebiet ist die Elektromobilität, die ganzheitlich und ökologisch angesetzt wird. Die Nutzung von unterschiedlichen Elektrofahrzeugen für Urlauber, Bürger, Gewerbetreibende und Kommune steht dabei im Vordergrund. Laute Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren werden sukzessive durch leise und emissionsfreie Elektrofahrzeuge ersetzt. Dazu zählen Pedelecs (Fahrräder mit Elektromotor), Elektroroller und -autos sowie Elektrotransporter und -busse. Für RIS-Projektleiter Martin French ist dabei eines enorm wichtig: „Der dezentrale regionale Charakter des Mobilitätskonzepts erfordert eine freie marktwirtschaftliche Gestaltung der Nutzung und setzt somit Anreize für Investoren und lokale Unternehmen sowie auch für die Wissenschaft, sich in der Region zu engagieren bzw. zu etablieren“.



Übergeordnetes Ziel ist dabei der Aufbau eines Netzwerks, welches das Ostseebad Kühlungsborn und die umgebende Region durch die Etablierung von Elektromobilität als „Green Destination“ profiliert und eine nachhaltige Tourismusentwicklung unterstützt. Die Entwicklung und Umsetzung von Konzepten zur Nutzung der Elektromobilität in Verbindung mit anwendungsorientierten Services, die erst durch technologische Entwicklung ermöglicht werden, sind das angestrebte Ergebnis des Netzwerks. „Die weitreichenden ökologisch-nachhaltigen Effekte können somit langfristig zu einer dem Stadtbild entsprechenden Infrastruktur führen, welche auch in anderen touristischen Regionen in Mecklenburg-Vorpommern denkbar wäre“, so Catharina Cassube, Projektleiterin des IIT e.V.

Langfristig sollen vor allem die Erforschung und Entwicklung technischer Voraussetzungen (Betankung, Abrechnung etc.), die Organisation der Umsetzung der Technik in der Region (Akquise von Vertriebspartnern/ Verleihunternehmen für Elektromobile, Aufbau eines Tankstellennetz in der Region etc.) sowie die möglichst flächendeckende Einführung von Elektromobilität in Kühlungsborn (verstärktes Angebot an E-Bikes/ E-Rollern, Informationsveranstaltungen, Etablierung einer Anlaufstelle für Elektromobilität für Einheimische und Touristen, Pressearbeit etc.) erreicht bzw. möglichst nachhaltig umgesetzt werden. Darüber hinaus sollen der elektromobile Pendelverkehr für Tagestouristen i. S. eines Auffangparkplatzes und E-Shuttles zum Strand, die Elektromobilität für Urlaubsgäste i. S. v. „Elektromobilem Erkunden“ umliegender touristischer Ziele, die Erforschung der Veränderung ökologischer Aspekte wie Lärm, CO<sub>2</sub>- oder Feinstaubemission in der Modellregion sowie die Umstellung des Fuhrparks der kommunalen Verwaltung auf Elektromobilität realisiert werden.

### Die zehn leistungsstarken und innovativen Partner des anvisierten Projektes:



Während der gesamten Laufzeit soll das aktuell über das Netzwerk-Förderprogramm „Zentrales Innovationsprogramm Mittelstand“, kurz ZIM NEMO, zu beantragende Projekt durch einen technologischen und einen touristischen Netzwerkmanager geleitet sowie durch einen dritten Netzwerkmanager hinsichtlich optimaler regional- und gesamtwirtschaftlicher Effekte analysiert sowie betreut werden, auch um eine umfassende ökonomische Bewertung vornehmen zu können. Die Übertragbarkeit des Konzepts der Elektromobilität in andere ländliche Räume stellt dabei ein wesentliches Ergebnis des Netzwerkvorhabens dar. „Insbesondere die neuen Geschäfts- und Betriebsmodelle sowie der nachhaltig-ökologische Straßenverkehr in Verbindung mit alternativen Verkehrsmodulen sind lokal unterschiedlich aber prinzipiell in anderen Regionen gleich anwendbar“, sagt Tino Hülsenbeck, Geschäftsführer der pironex GmbH.

Der Ansatz dieses E-Mobilitätsvorhabens ist am Triple-Helix-Modell des HIE-RO ausgerichtet. Darunter ist die Vernetzung von Unternehmern, Wissenschaftlern und Vertretern der Politik bzw. der Förderkulisse, eingebettet in die Bürgergesellschaft der jeweiligen Region, zu verstehen. Aus diesem Grund sind alle Interessierten aufgefordert, sich an dem offenen Netzwerk zu beteiligen.

**Mehr Informationen und Möglichkeiten des Mitwirkens in der Modellregion können gerne unter [info@hie-ro.de](mailto:info@hie-ro.de) angefragt werden.**



N. A. Savastenko,  
S. Müller,  
K. Anklam,  
M. Bruser,  
A. Quidde,  
C. Wasser,  
V. Bruser.

Leibniz-Institut für  
Plasmaforschung und  
Technologie, Greifswald  
Germany

# Modification of the Fe-N/C-based catalysts for fuel cells via low temperature plasma

## Introduction

Plasma-assisted methods are widely used for the modification of catalysts. The plasma prepared catalysts or catalysts modified by plasma exhibit a higher activity, enhanced selectivity and better stability, compared to the catalysts prepared conventionally (by pyrolysis) [1].

It is known from the literature that highly active electrocatalysts can be obtained by heat-treatment (pyrolysis) of carbon supported iron salts [2,3]. Nevertheless, the thermal pyrolysis of catalysts precursors can lead to an unfavourable morphology of the material. This drawback can be overcome by the replacement of heat-treatment step by low temperature plasma treatment of precursors [4,5].

In this work we have applied a radio-frequency (RF) inductively coupled plasma for synthesis of Fe-based electrocatalysts. The catalysts were treated by N<sub>2</sub> and Ar plasma at different RF power. The samples were characterized by X-ray photoelectron spectroscopy (XPS), X-ray diffraction analysis (XRD), atomic force microscopy (AFM), transmission electron microscopy (TEM) and attenuated total reflection fourier transform infrared spectroscopy (ATR-FTIR). Cyclic voltammetry (CV) and rotating disk electrode (RDE) measurements were conducted to evaluate the electrocatalytic activity towards oxygen and hydrogen peroxide (H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>) reduction reaction. The electrocatalytic properties of plasma treated catalysts were compared with pyrolyzed catalyst and commercial products.

## Experimental

**Catalysts Support:** N<sub>2</sub>-plasma treated Vulcan XC 72

**Catalysts Precursor:** FeAc, Iron(II) Acetate anhydrous, Fe(CO<sub>2</sub>CH<sub>3</sub>)<sub>2</sub>

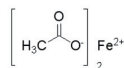


Fig. 1 The structure of the FeAc molecules used in experiments.

### Electrochemical characterization of catalysts

- The catalytic activity towards oxygen reduction reaction (ORR) and H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> reduction reaction was studied rotating disk electrode (RDE) techniques.
- Electrolyte: activity towards ORR: N<sub>2</sub>- or O<sub>2</sub>-saturated H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> at pH1; activity towards H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> reduction reaction: N<sub>2</sub>-saturated H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> containing H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> (3 mM).
- The catalysts were applied in a form of an ink. Ink preparation: 2 mg of catalysts (2 %wt Fe) were suspended in 70µl of ethanol and 20µl of Nafion. The mixtures were at first shaken for 15 minutes on a vortex mixer and then ultrasonically treated for another 15 minutes. Thereafter 3µl ink was dropped on the electrode.

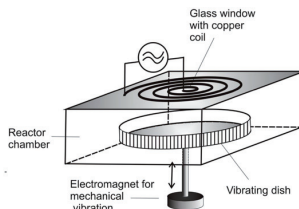


Fig. 2 Schematic configuration of a mechanically vibrating bed reactor.

### Plasma treatment:

Plasma treatment of support (Vulcan XC-72) and catalysts was performed in inductively coupled radio frequency (RF) plasma generated in a vibrating bed reactor (Fig.2).

•Support pretreatment:  
N<sub>2</sub>-plasma at plasma power of 80 W for 5 min.

•Catalysts treatment:  
N<sub>2</sub>-plasma at plasma power varied from 80 W to 750W for 15 min.

## Results and Discussion

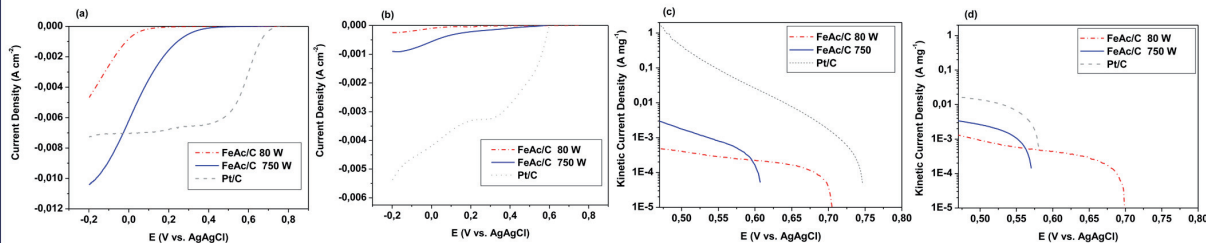
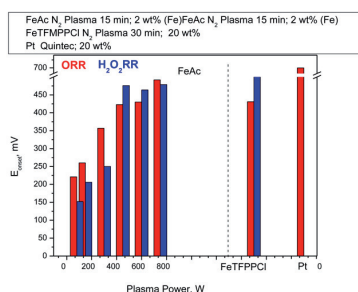


Fig. 3. Polarizations curves (a and b) and Tafel-plots of kinetic currents (c and d) for O<sub>2</sub> (a and c) and H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> (b and d) reduction for plasma treated, pyrolyzed and Pt catalysts. Sweep rate 1 mV s<sup>-1</sup>, rotation rate 1500 rpm.



For ORR, the mass-related kinetic current of sample treated by plasma at 750 W was roughly 200-fold lower than that of Pt catalysts (at 0.5 V vs. Ag/AgCl or 0.7 V vs. NHE, Fig. 3 c). For H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> reduction reaction, the mass-related kinetic current of plasma treated sample was approximately 3-fold lower than that of Pt catalysts (at 0.5 V vs. Ag/AgCl or 0.7 V vs. NHE, Fig. 3 d).

For the Fe-based catalysts, the RDE-curves do not display limiting current plateaus. A similar behaviour was reported in the literature for other kinds of non-noble ORR-catalysts [6]. It was explained by the porous structure of electrodes and the non-uniformity of active sites distribution (Fig. 3 a and b).

In order to optimize the plasma treatment parameters with respect to catalyst performance, the effect of plasma treatment power on electrocatalytic properties of Fe-based catalysts was investigated.

The electrocatalytic activity is expressed in terms of the onset reduction potential, E<sub>onset</sub> for ORR and H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> reduction reaction. The onset potential is defined as the potential where the slope of the tangent line to the current density curve is 45° (Current density is in µA cm<sup>-2</sup>, potential is in V vs. Ag/AgCl). E<sub>onset</sub> was shifted to more positive potentials with increased plasma power, i.e. activity of plasma treated samples increased with increasing plasma power.

Fig. 4. Effect of plasma treatment power on catalytic activity toward ORR and H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> reduction reaction. The data for the commercial Pt-based electrocatalyst and porphyrin-based catalysts are also shown for the comparison.

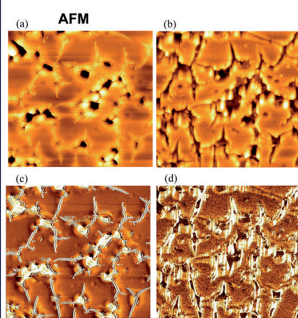


Fig. 5. Height (a and b) and phase (c and d) AFM images of Fe Acetate-film in tapping mode before (a and c) and after (b and d) plasma treatment (600 W).

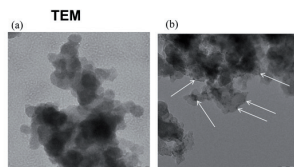


Fig. 6. TEM images of Fe-based catalyst before (a) and after (b) plasma treatment (750 W).

Results of AFM investigation imply that upper layer of catalyst precursor (Fe acetate) can be partially removed from the catalyst substrate (Fig. 5a and b). The treated surface is chemically homogeneous (Fig. 5c and d). The TEM images show the formation of new particles after plasma treatment (Fig. 6b, new particles are marked with arrows).

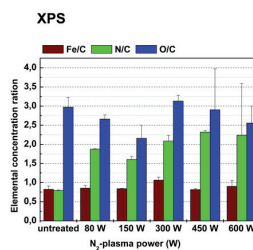


Fig. 7. XPS-analysis of catalysts treated with N<sub>2</sub>-plasma.

The analysis of XPS data reveals that plasma treatment resulted in increasing of N surface concentration. For untreated sample, the surface elemental concentration ratio N/Fe was 0.96. The concentration ratio N/Fe was found to be 2.6 after treatment with N<sub>2</sub>-plasma at 600 W.

The concentration ratio O/Fe varied between 3.6 (untreated sample) and 2.6 (treatment with N<sub>2</sub>-plasma at 450 W). No correlation was found between the surface concentration of O and the power of the plasma.

The semi-quantitative XRD analysis revealed the presence of magnetite (Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>) and hematite (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) in the samples treated with plasma at power higher than 450 W. (not shown).

ATR-FTIR spectra confirmed the presence of Fe acetate in samples treated by N<sub>2</sub>-plasma at power less than 300 W (not shown).

## Conclusion

In this work, various catalysts for the ORR and H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> reduction were prepared by an absorption of iron acetate on the carbon support followed by a N<sub>2</sub>-plasma treatment at power from 80 to 750 W. The activity of plasma treated catalysts was increased with increasing plasma power. The catalyst obtained at a N<sub>2</sub>-plasma power of 750 W showed the highest activity. For ORR, the mass-related kinetic current of sample treated by plasma at 750 W was roughly 200-fold lower than that of Pt catalysts. For H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> reduction reaction, the mass-related kinetic current of plasma treated sample was approximately 3-fold lower than that of Pt catalysts. The treatment of catalysts with N<sub>2</sub>-plasma resulted in an enrichment of the catalysts' surface with nitrogen.

**Acknowledgments**  
The authors would like to acknowledge funding from the German Federal Ministry of Education and Research (BMBF, FKZ 03F0468E). The authors would like to thank Dr. A. Kruth for discussion and helpful comments.

INP  
Greifswald

Leibniz  
Gemeinschaft

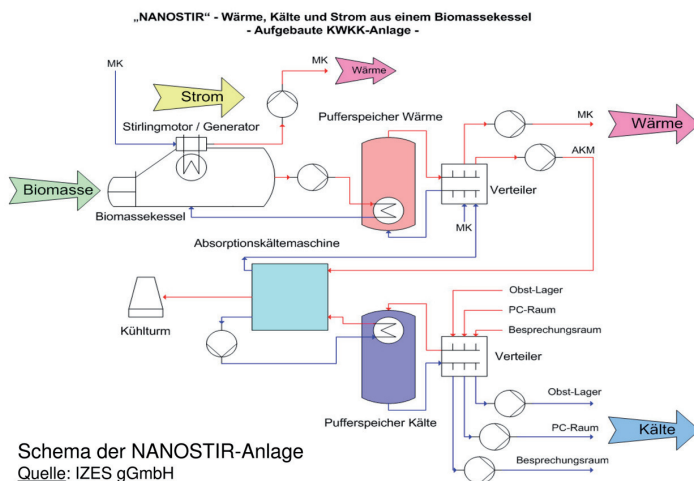
# EU-Projekt NANOSTIR

## Aufbau einer biomassebetriebenen KWKK-Anlage

### Erläuterung

NANOSTIR repräsentiert die Kombination eines **Biomassekessels** in Verbindung mit einem **Stirlingmotor** und einer **Absorptionskälteanlage**.

→ **Strom, Wärme und Kälte aus Biomasse**



### Die NANOSTIR-Anlage



Stirlingmotor  
3 kW thermisch, 1 kW elektr.  
Quelle: LFS Tulln



BIOKOMPAKT Biomassekessel  
45 kW Wärme mit Stirlingmotor  
Quelle: LFS Tulln



WEGRA Absorptions-  
kälteanlage 15 kW Kälte  
Quelle: IZES gGmbH



Wärme- und Kältespeicher  
Quelle: IZES gGmbH

### Innovation

Eines der **Hauptprobleme** beim Betrieb von Stirlingmotoren mit Biomasse ist die schnelle **Verschmutzung** und **Verschlackung** des Erhitzerkopfs (Wärmetauschers) durch die Rauchgase (Asche, Staub, Schwefel- und Kohlenwasserstoffe). Die Folgen sind ein **hoher Wartungsaufwand** sowie **signifikante Leistungsverluste**.

Durch das **Beschichten** des **Erhitzerkopfs** des Stirlingmotors (siehe Abbildung rechts) mit einer hochtemperaturbeständigen **NANO-Beschichtung** können die oben genannten Folgen verhindert oder wenigstens stark vermindert werden.



Erhitzerkopf mit  
NANO-Beschichtung  
Quelle: ItN Nanovation AG

### Motivation & Ziele

- Unabhängigkeit der Betreiber solcher KWKK-Anlagen von fossilen Energieträgern bei gleichzeitig hohem Brennstoffnutzungsgrad von bis zu 90 %.
- Der vermehrte dezentrale Einsatz von KWKK-Anlagen für die Bereitstellung von „klimaneutralem“ Strom, Wärme und Kälte aus Biomasse.
- Die Ausweitung der Anwendungspotentiale, um diese innovative Technologie für ein breites Anwenderspektrum zugänglich zu machen.

### Projektpartner



Sixth Framework Programme of the European Commission  
Contract No. TREN/07/FP6EN/SO7.71550/038551



**Kontakt:**  
IZES gGmbH  
Altenkesseler Straße 17  
66115 Saarbrücken  
Dr. Bodo Groß  
Tel.: 0681 / 9762 851  
eMail: gross@izes.de

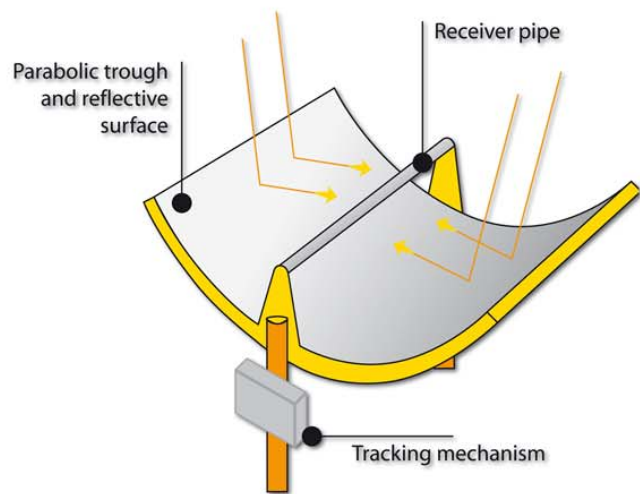
# PARABOLIC TROUGH TECHNOLOGY



## WORKING CONCEPT

### Solarlite@Parabolic trough - High efficiency

The technology of solarlite Parabolic troughs is based on the concept of Concentrated Solar Power. The sun radiations are reflected by the mirrored surface on the absorber pipe positioned at the ideal focus of the parabolic mirror. Water passing through the absorber pipe is heated up by the concentrated reflected sun radiation and is converted into steam.



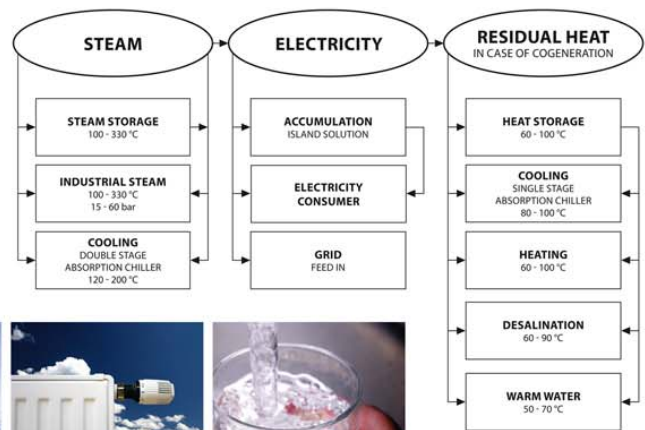
## THE USES

### Multiple uses in succession

The steam can be used in various applications as per requirement. This technology is economically interesting due to the fact that several processes can take place in succession, for example:

**Steam production** → **Electricity generation** → **Cooling** → **Residual heat utilization**

For a guaranteed continuous supply of energy the Solarlite system can be combined with biomass boilers or other steam generators.



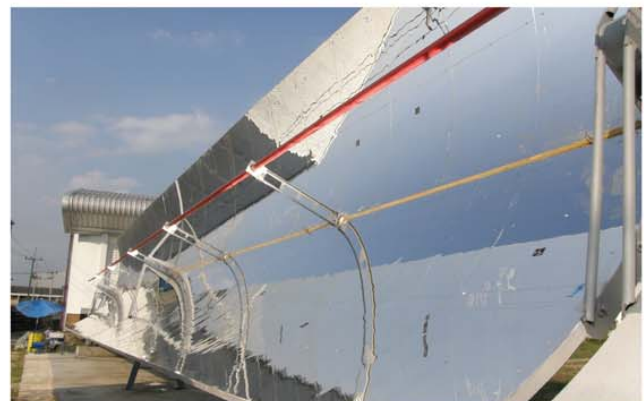
## PROJECT

### Kanchanaburi, Thailand

The first large scale Direct Steam Generation (DSG) based parabolic trough power plant in Asia will be constructed in the Kanchanaburi Province, a sunny region in the central part of Thailand. This power plant has a nominal capacity of 5 MWe. Construction has begun and commissioning for this plant is expected to begin by the end of 2010

### Technical parameters

Power	5 MWelec	Thermal output	~18 MWtherm
Temperature	330 °C	Working pressure	30 bar
Surface area	45.000 m <sup>2</sup>	Aperture width	4.60 m
Optical efficiency	75 %	Electrical efficiency	26%



### Solarlite GmbH - Parabolic trough technology

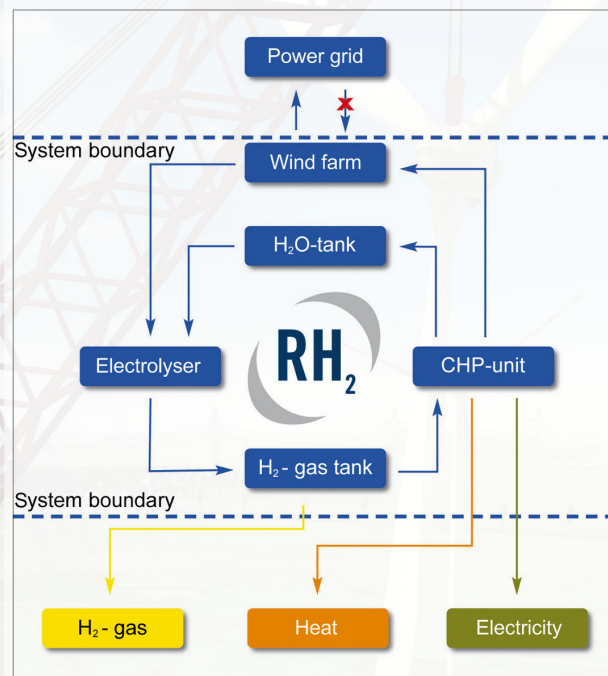
Schloss Duckwitz  
17179 Duckwitz / Germany

Tel.: +49 - (0) 39972 - 56 97 - 0  
Fax: +49 - (0) 39972 - 56 97 - 10

Web: [www.solarlite.de](http://www.solarlite.de)  
Mail: [info@solarlite.de](mailto:info@solarlite.de)

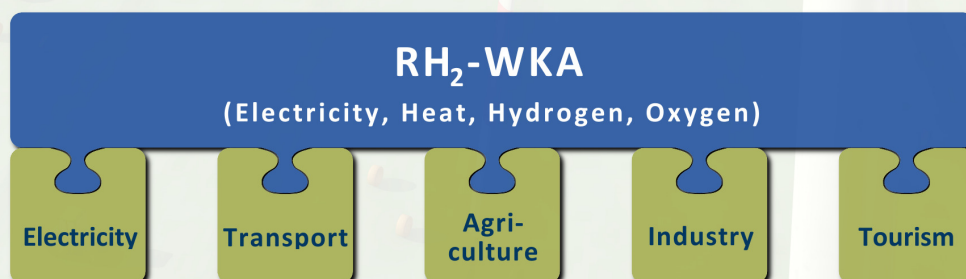
# Demonstration and Innovation Project RH<sub>2</sub>-WKA

Making wind energy a steady power source



## Key Data:

- Location: north of Neubrandenburg (M-V)
- Power output wind farm: approx. 150 MW (~30 wind turbines)
- Storage: 1 MW Electrolyzer, 300 bar CGH<sub>2</sub>, 250/400 kW CHP
- Project realisation: 2nd Quarter 2011
- Project planning: WIND-projekt GmbH



RH<sub>2</sub>-WKA is supported by the National Innovation Programme Hydrogen and Fuel Cell Technology of the Federal Ministry of Transport, Building and Urban Development. 

Contact: WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co. KG Seestraße 71 A 18211 Börgerende  
 ☎: +49 (0)38203-91260 📠: +49 (0)38203-75313 @: info@wiwa-projekt.de

We take care of tomorrow's energy!



**PLANET**  
GbR

**Ingenieurbüro für  
Energie- und Versorgungstechnik**

- » Effiziente Bereitstellung und Nutzung von Energie
- » Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
- » Wind-Wasserstoff-Systeme
- » Beratung – Konzepte – Planung

Donnerschweer Straße 89/91  
26123 Oldenburg  
+49 - 441 - 8 50 51

info@planet-energie.de  
www.planet-energie.de

# European Prospects on Shale Gas

Stefan J. Saatmann

*Deutsch-Russisches Institut für Energiepolitik und Energiewirtschaft e.V./ Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der Universität Leipzig, Grimmaische Str. 12, 04109 Leipzig, stefan-saatmann@gmx.de*

**Keywords:** Unconventional Gas, Shale Gas, European gas market

**Abstract:** Shale gas is natural gas produced from low permeability shale formations.[1] It is recently marked as part of the “gas revolution” and therefore one of the hot topics in the energy sector at the moment.[2] Starting exploration and production of natural gas from shale layers in the U.S., where at the moment 10 % of natural gas is produced in that way, this development is currently coming over to Europe, as there are reserves to be assumed.[3]

## 1. What is Shale Gas?

Shale gas is natural gas produced from shale formations (called gas shales) that typically function both as the reservoir and source of natural gas. Shale is a fine-grained sedimentary rock composed mostly of consolidated clay or mud and gas is found within the pockets of the rock. The Shale layers, as the first graphic shows are never identical and it is technological high challenging to drill exactly into the middle of the layer. Shale is the most frequently occurring sedimentary rock in the surface of the earth.[4] In terms of its chemical makeup, shale gas is typically a dry gas primarily composed of methane (90% or more methane proportion is a dry gas), but some formations do produce wet gas (usually contains 85 % of methane or less). The low permeability of shale causes it to be classified as an unconventional gas for production.[5] Additionally there are two other types of unconventional gas next to shale gas. This is coalbed methane and aquifer gas and gas hydrates. Unconventional gas means gas which is produced with unconventional (alternative) methods as horizontal drilling and hydraulic fracturing are.[6]

## 2. Why and how to extract Shale Gas?

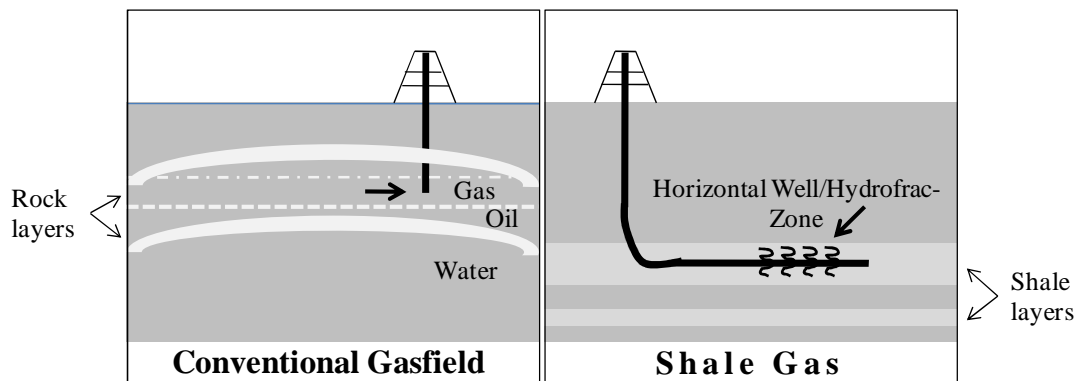
The factors for the new shale gas run are interacting. In general declining supply and global gas price increasing trends within the last decades are the main factors for gas exploring corporations to invest in research and development of new technologies. Furthermore governmental programmes e.g at the Gas Research Institute in the USA and tax incentives created advantages supporting this happening. Additionally improvements of seismic exploration methods in combination with

spectroscopic analysis have had a positive impact in the decision making process for shale gas exploration.[7]

Shale Gas production from Shale layers is realized with two new technologies: Horizontal drilling and Hydraulic fracturing stimulation.[8] Drilling in general is a process based technology form. Therefore a certain hierarchy of process steps must be strictly adhered to. To extract Shale Gas successfully both technologies have to be used combined with first drilling the vertical and horizontal well and afterwards the Hydraulic fracturing stimulation to extract gas.[9]

There are certain problems and restrictions in Shale Gas exploration. Low permeability and irregular allocation of gas within the layer are natural problems caused by variation of nature. Additionally there is still a lack of knowledge in development of such resources, which means that more understanding would help to improve research for such reserves. Restrictions for exploration projects in Europe are the insecure data base regarding accessibility of the resources and the economic value of the formations. Economic viability is not given until 30m layer broadness.[10]

**Graphic 1:** Schematic representation of horizontal drilling



Source: own graphic

### 3. European Shale Gas reserves

The whole Potential of Shale Gas Reserves in Europe is to be assumed about 35 trillion m<sup>3</sup>. If you compare this number with the current European imports at about 875 mln m<sup>3</sup> per year, this would imply Europe wouldn't need any imports for 40 years.[11] This aspect is changing the supply and demand fundamentals of the European gas market. It is not yet foreseeable whether there will be a sufficient impact due to environmental concerns and investment surroundings that need to be discussed and developed, but still the potential can turn out to be part of a European Gas revolution.



Russia as being part of Europe is estimated to possess 25 % of worldwide Shale Gas reserves. But until now Gazprom, as being the leading state controlled gas exploring company in Russia, has just denied the proper impact Shale Gas could have on the European gas market.[12]

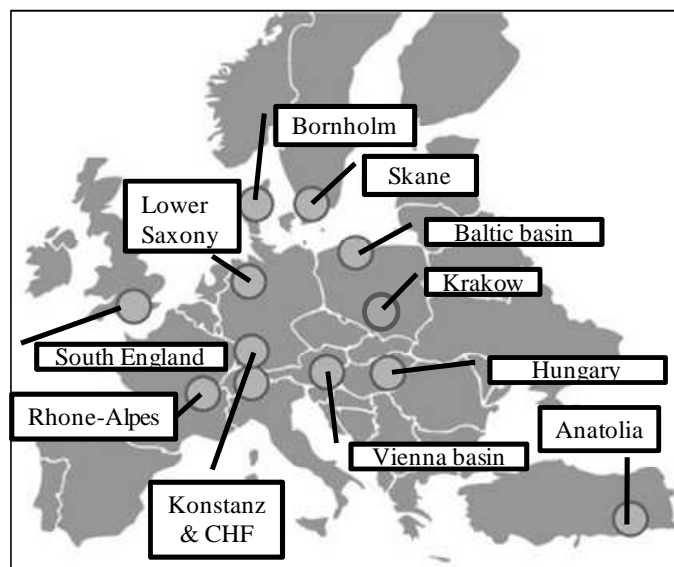
#### 4. Current production and future projects in Europe

##### 4.1 Exploration projects

There are projects in Europe in their beginning stage. Especially American companies, who developed the technological know-how, are starting to strengthen the development process. European Industry and science projects are starting their engagement as well. The following list and map contains countries and corporations who are conducting projects:

Country	Region	Corporations
Germany	Lower Saxony, Baden Württemberg	Exxon Mobile
Poland	Baltic Basin, Krakow	Exxon Mobile, Conoco Phillips, Chevron
France	Rhone-Alpes	Total
Austria	Vienna Basin	OMV
Sweden	Skane	Shell
UK	South & East England	BP
Ukraine	Donesk Basin	EuroGas
Switzerland, Belgium, Turkey, Italy, Spain		

**Graphic 2:** *Shale Gas existence in Europe*



Source: modified from GeoForschungsZentrum in Potsdam (2010)

To finally huge the potential of future projects, the question of transportation of the produced shale gas needs to be answered. There are two possibilities: either transport via truck or via pipeline. The environmental concerns about trucks are big, because of CO<sub>2</sub> Emission and noise harassment effects. For building pipelines the shale gas reserve needs to achieve a certain critical mass and there will be a need off investments, if the current research projects are successful.[13]

#### **4.2 Scientific projects in Europe**

“GASH – Gas Shales in Europe” is a European research project coordinated by the German Research Centre for Geosciences in Potsdam. The main sponsors are Statoil, ExxonMobil, Gas de France SUEZ, Wintershall, Vermillion, Marathon Oil, Total and Schlumberger. Physical, chemical and biological processes contributing to shale gas formation are being examined by experiment, monitoring, surveying and modeling. It is goal-orientated and designed to meet the shorter and longer term information needs of both sponsors and researchers alike.[14]

The project “GeoEn” concentrates upon the development and utilization of german georesources and does research with interdisciplinary attempts in particular in the areas Geothermal energy, Shale gas and CSS technologies. In the focus of the research is, environmental friendly development technologies and efficient energy change procedures for geothermal energy and Shale gas on the one hand, as well as the search for possibilities, to separate released CO<sub>2</sub> with the fossil power production and to store it. Afterwards the attempts developed in the project are tested in first arrangements and are refined for an economic conversion. Initiator of the project is the German Federal Ministry of Education and Research.[15]

#### **4.3 Comparison between European and U.S. American development**

The future development of Shale Gas in Europe is not comparable with the development in the USA. First environmental issues are more strictly discussed and regulated in Europe than in the USA. Therefore the fact of the high amount of water, which needs to be used for hydraulic fracturing, is one example of the controversial discussion, which is about to start. Given the environmental catastrophe in the Mexican gulf caused by drilling, this will raise critics on that issue. Second issue is that Europe`s population density is much higher than in the USA. That makes it more complicated to implement future projects successfully as they possibly need wide areas for drilling. Third issue is the gas market in Europe is more regulated with an oligopoly supplier structure and currently long term contracts in use. Fourth issue is the geological fissure of Shale Gas formations in Europe, as you can see on previous graphics. To take an investment decision the operator needs to make sure that there is a critical mass of Shale Gas reserves. All this facts are

creating a difficult industry environment in Europe, which for industry participants will be necessary to observe carefully in the coming years.

## 5. Conclusion

In order to structure the conclusion I will put forward three points. The **environmental** aspect of this new technology is the amount of water used and the danger for contamination of fresh ground water. Therefore the engineers implemented a cement layer around the drilling well, which has the objective to prevent water contamination. Therefore the involved companies and governments are obligated to start public information campaigns and to try to put the discussion onto an objective and transparent basis. This will be a big challenge due to the environmental catastrophe caused by drilling e.g. in the Mexican gulf. The **industrial** consequences are obvious. The Shale Gas run caused changes within the contracting system in Europe. Implementing flexible price elements and discussions within the industry about the shrinking importance of take or pay contract parts are proving this. Therefore all participants in that business, who are behaving responsible, need to treat this matter seriously. This is because Europe is at an early stage at developing Shale Gas exploring technological know-how and even experts e.g. researchers of the GASH project cannot say whether this will be a successful development or not. The **political** conclusion is obvious. Energy independency is one of the main goals of nearly every government, because it reduces costs and conflict potential. So European governments (especially in Eastern Europe) will support the corporations in the undergoing projects.

## References

- [1] Definition taken from the U.S. Energy information Administration, in the internet:  
[http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/TblDefs/ng\\_prod\\_shalegas\\_tbldef2.asp](http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/TblDefs/ng_prod_shalegas_tbldef2.asp)
- [2] J. Kimmeler, Schatzsuche im Schiefer – Erdgas aus Deutschland, Spiegel Online, 12.04.2010, In the internet:  
<http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/0,1518,688088,00.html>
- [3] S. Titz, Schiefergas – Die wiederentdeckte Reserve, article in the NZZ, 06.01.2010
- [4] Oil Gas Glossary, 2010-05-04, in the Internet: <http://oilgassglossary.com/shale.html>
- [5] O.A. The Rise of Unconventional Gas, 17.09.2007, p. 4; in the internet: [http://www.enerdynamics.com/documents/Insider91807\\_000.pdf](http://www.enerdynamics.com/documents/Insider91807_000.pdf)
- [6] BGR: Energierohstoffe 2009, in the internet:  
[http://www.bgr.bund.de/cln\\_145/mn\\_322848/DE/Themen/Energie/Downloads/Energierohstoffe\\_\\_2009\\_\\_Teil1,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Energierohstoffe\\_2009\\_Teil1.pdf](http://www.bgr.bund.de/cln_145/mn_322848/DE/Themen/Energie/Downloads/Energierohstoffe__2009__Teil1,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Energierohstoffe_2009_Teil1.pdf)
- [7] Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG (Hrsg.), Basis-Information Schiefergas, in the internet: [http://www.gas-naturale.ch/fileadmin/authors/broschueren/basisinfo/bas3\\_09\\_d.pdf](http://www.gas-naturale.ch/fileadmin/authors/broschueren/basisinfo/bas3_09_d.pdf)
- [8] A. Riley, The Importance of `shale gas´ its global implications, presentation at the symposium “Machtfaktor Shale Gas” in Berlin, 30.06.2010, in the internet: [http://www.kas.de/upload/dokumente/2010/06/100630\\_riley.pdf](http://www.kas.de/upload/dokumente/2010/06/100630_riley.pdf)
- [9] J.Auer, EU Monitor 75, Gasschwemme erreicht Europa, dbresearch, 27.05.2010, 5-6
- [10] R.Nestler, Der Tagesspiegel, 25.09.2008, in the internet: <http://www.tagesspiegel.de/wissen/versteckte-reserven/1332838.html>
- [11] M. Theurer, Auf der Suche nach Schiefergas, FAZ, 15.03.2010, in the internet:  
<http://www.faz.net/s/RubD16E1F55D21144C4AE3F9DDF52B6E1D9/Doc~EB21A9E76DBFC46078489B2D3323470EE~ATpl~Ecomon~Scontent.html>
- [12] R. Mason, Russian energy giant Gazprom: shale gas is [...] rubbish. No really, it is, 2010, in the internet:  
<http://blogs.telegraph.co.uk/finance/rowenamason/100003741/russian-energy-giant-gazprom-shale-gas-is-really-really-really-rubbish-no-really-it-is/>
- [13] M.Horn, H. Engerer, Weekly News German Institute for Economic Research Berlin Nr. 24 (2010), 10-14
- [14] <http://www.gas-shales.org/>, last access: 09.05.2010
- [15] <http://www.geoen.de/>, last access: 09.05.2010

# LED- Licht im öffentlichen Raum

Prof. Thomas Römhild, HS Wismar

## Überblick:

Von verschiedenen Partnern<sup>1</sup> im südbaltischen Raum wird ein Projekt mit dem Titel „LED- Light in Public Space“<sup>2</sup> bearbeitet.

In diesem Projekt soll unter Anderem gezeigt werden, welche Vor- und Nachteile LED-Beleuchtung im öffentlichen Raum gegenüber der Beleuchtung mit herkömmlichen Leuchtmitteln haben kann.

Neben der Möglichkeit der Energieeinsparung durch die stark gestiegene Effizienz der LED, gibt es neue Beleuchtungsmöglichkeiten, die erst durch den Einsatz von LED erschlossen werden können.

- Die geringe Größe der LED ermöglicht eine genauere Lichtlenkung und neue Einbausituationen.
- Die Veränderbarkeit der Lichtfarbe erlaubt eine Anpassung an den Stadtraum oder an die Erwartungen der Nutzer (circadianer Rhythmus). Außerdem scheint der Spektralbereich der LED im allgemeinen besser Insekten verträglich zu sein.
- Die Möglichkeit zu dimmen und schnell zu schalten gestattet eine bisher nicht gekannte Möglichkeit, die Beleuchtung an die Nutzung und Nutzungsfrequenz des Stadtraums anzupassen.

Diese neuen Gestaltungsmöglichkeiten können für die Straßenbeleuchtung einen neuen Zielkatalog erschließen, wie den Nutzerbedürfnissen und den Anforderungen des Stadtraumes besser entsprochen werden kann.

Die neuen Möglichkeiten sind aber auch mit Eigenschaften verbunden, die die LED- Anwendung gegenüber den bisherigen Leuchtmitteln nachteilig erscheinen lassen. Bessere Lichtlenkung kann ein erhöhtes Blendungsrisiko beinhalten, ungewohnte Lichtfarben, die Atmosphäre verändern und unzureichende Beleuchtungsstärken einzelner Leuchten höhere Investitionen bedeuten.

Ein wesentlicher Teil des Projekts ist, in Anwendungsbeispielen die Möglichkeiten der LED in unterschiedlichen Nutzungszusammenhängen und städtebaulich Situationen exemplarisch zu zeigen und zu erproben. In Kalmar, Oskarsham, Klaipeda, Danzig, Rostock, Wismar und in Biendorf im Kreis Bad Doberan werden Projekte mit unterschiedlicher Zielstellung ausgeführt. Hier sollen die drei Projekte in Deutschland vorgestellt werden.

- In Wismar eine Schulumfeldbeleuchtung mit dem Ziel auf die verschiedenen Nutzungssituationen im Tagesablauf einzugehen.
- In Biendorf mit dem Ziel für die unterschiedlichen Nutzergruppen Kinder, Erwachsene des Dorfgemeinschaftshauses entsprechende Beleuchtungen zu finden.
- In Rostock mit dem Ziel den Park um die Kunsthalle, während der Dunkelstunden seiner Bedeutung entsprechend zu illuminieren.

Dabei sollen in die neuen Möglichkeiten der LED -Schaltbarkeit, Dimmbarkeit, Lichtfarbe, Lenkbarkeit- in den Anwendungen gezeigt werden ohne die bisherigen Grundanforderungen zu vernachlässigen.

---

<sup>1</sup> P1 City of Kalmar, Sweden. P2 Bad Doberan County Council, Germany, P3 Municipality of Oskarshamn, Sweden. P4 City of Gdansk, Poland, P5 Institute for European Initiatives, Poland, P6 Hanseatic City of Rostock, Germany, P7 University of Applied Sciences Wismar, Germany, P8 Linnaeus University, Sweden, P9 University of Klaipeda, Lithuania, P10 Public Institution Strategic Self-management Institute, Lithuania, P11 Energy Agency for South East Sweden, Sweden, P12 Hanseatic City of Wismar, Germany

<sup>2</sup> [www.ledlightproject.eu](http://www.ledlightproject.eu)

## **Wismar:**

### **Städtebauliche Situation:**

Das Wohngebiet Kargenmarkt ist ein problematisches Wohngebiet. Durch ein schwieriges Wohnumfeld und die Stadtrandlage kam es zu erhöhtem Leerstand, dem durch Rückbaumaßnahmen und Wohnumfeldverbesserungen entgegengewirkt werden soll.

Durch den Neubau der Tarnow- Schule soll zusammen mit dem Stadteilzentrum/Kindertagesstätte Sonnenschein, der Sporthalle und dem Supermarkt ein Zentrum für den Stadtteil Kargenmarkt entstehen.

### **Nutzerbedürfnisse:**

Die Tarnowschule ist eine Grundschule. Die Kinder werden oft von den Eltern gebracht und abgeholt. Die älteren Schüler dürfen mit dem Fahrrad kommen.

Künstliche Beleuchtung zum Schulbeginn mindestens in 4 Monaten im Jahr notwendig ist. Nur in der Zeit von Mitte November bis Mitte Januar ist auch in der ersten Pause noch eine unterstützende Beleuchtung wünschenswert.

Am Nachmittag ist auch während der vier dunkeln Monate eine Beleuchtung des Außengeländes wünschenswert, da der Sonnenuntergang zwischen 16.00 und 17.30 liegt.

### **Nutzungsanforderungen:**

Ab 5 Uhr wird die Schule geputzt. Geringe Wegebeleuchtung

Ab 7.30 Uhr kommen die Schüler und Lehrer. Viele Kinder halten sich außerhalb der Schule auf, müssen an dem Fahrradstand, ihre Räder abstellen und werden mit dem Auto von den Eltern gebracht. Der Lehrerparkplatz und die Straße und der Fußweg vor dem Eingang werden stark frequentiert. In den Eingangsbereichen, auf dem Parkplatz, dem Fahrradstellplatz und auf dem Weg zur Sporthalle müssen beste Beleuchtungsverhältnisse herrschen, um ein objektives und ein subjektives Sicherheitsbedürfnis zu befriedigen.

- Beleuchtung dieser Bereiche 10- 30lx Warm und Kaltweiß gemischt.

Ab 16.00 Uhr werden die Spielbereiche und der Weg zur Sporthalle genutzt. Der Parkplatz steht weiter für die Sportler zur Verfügung.

- Beleuchtung dieser Bereiche 5 lx warmweiß

Ab 18.00 Uhr soll nur noch der Parkplatz und der Weg zur Sporthalle genutzt werden.

- Beleuchtung dieser Bereiche 5 lx warmweiß.

Ab 22.00 Uhr wird der Bereich nicht mehr offiziell genutzt, ist aber nicht abgesperrt. Eine schwache nächtliche Beleuchtung des Lehrerparkplatzes soll auch dafür sorgen, dass dieser nachts nicht als Anwohnerparkplatz genutzt wird.

- Nächtliche Sicherheitsbeleuchtung 1- 5 lx. warmweiß

Während der gesamten Dunkelstunden soll die Tarnowschule als Teil des Stadteilzentrums erkennbar bleiben.

Beleuchtung des Schulnamens und des Einganges und/oder der Fenster.

## **Biendorf:**

### **Städtebauliche Situation:**

Das Dorfgemeinschaftshaus in Biendorf liegt in der Ortsmitte in einer ungeklärten räumlichen Situation zwischen Privatgrundstücken. Auf der Westseite durch einen schmalen Stichweg von einem größeren öffentlichen Parkplatzfläche und einer Landesstrasse aus erschlossen, erfolgt die Haupteinfahrt über eine Sackgasse von der Ostseite aus. Hier liegen ein kleinerer Parkplatz und eine Trauerhalle.

**Nutzerbedürfnisse:** Der Hauptnutzer des Dorfgemeinschaftshauses ist der Kindergarten. Die Kinder werden oft von den Eltern gebracht und abgeholt. Künstliche Beleuchtung zum Kindergartenbeginn ist mindestens 4 Monaten im Jahr notwendig. Nur in der Zeit von Mitte November bis Mitte Januar ist auch bis ca. 9.00 Uhr eine unterstützende Beleuchtung wünschenswert.

Am Nachmittag ist während vier Monaten auch eine Beleuchtung des Außengeländes wünschenswert, da der Sonnenuntergang zwischen 16.00 und 17.30 liegt.

Die Beleuchtung sollte die Kinder auch zum Spielen anregen und ihnen unterschiedliche Erfahrungen ermöglichen.

Für die Sporthalle und den Multifunktionsraum sind am Abend eine gute Erschließung und eine gute Erkennbarkeit wichtig. Zu besonderen Anlässen sollte eine spezielle Beleuchtung möglich sein.

Eine Solarleuchte soll die Parkplatzbeleuchtung ergänzen.

### **Nutzungszeiten:**

Ab 5 Uhr wird der Kindergarten geputzt. Die Angestellten müssen ihren Weg sicher finden können, die Anforderungen an die Beleuchtung sind niedrig.

Ab 7.00 Uhr kommen die Kinder und Erzieher. Einige Kinder halten sich außerhalb des Kindergartens auf, werden aber zuerst hineingebracht. Die Kinder werden mit dem Auto von den Eltern gebracht und vom Parkplatz aus hinein begleitet. Die Parkplätze werden verhältnismäßig stark frequentiert. In den Eingangsbereichen, auf dem Parkplatz müssen beste Beleuchtungsverhältnisse herrschen, um einem objektiven und ein subjektivem Sicherheitsbedürfnis zu folgen. Der Kindergarten muss gut erkennbar sein und einladend auf Kinder und Eltern wirken.

- Beleuchtung 10 lx warmweiß auf den Parkflächen- 30lx Warmweiß im Eingangsbereich.

Beleuchtung der Fassaden und Spielgeräte entsprechend der räumlichen Gegebenheiten.

Ab 16.00 Uhr werden die öffentlichen Spielbereiche und der Weg zur Sporthalle/ Multifunktionsraum genutzt. Der Parkplatz steht weiter für die Sportler zur Verfügung.

- Beleuchtung dieser Bereiche 5 lx warmweiß

Ab 18.00 Uhr soll nur noch der Parkplatz und der Weg zur Sporthalle/ Multifunktionsraum genutzt werden, wenn dort Veranstaltungen sind.

- Beleuchtung dieser Bereiche 5 lx warmweiß.

Ab 22.00 Uhr wird der Bereich nicht mehr offiziell genutzt, ist aber nicht abgesperrt. Eine geringe nächtliche Beleuchtung als Ergänzung der Straßenbeleuchtung soll dafür sorgen, dass nachts eine gewisse Orientierung möglich ist und Vandalismus vorbeugen.

## **Rostock**

### **Städtebauliche Situation:**

Der Park an der Kunsthalle in Rostock wurde bereits 1938 angelegt und in den fünfziger Jahren des letzten Jahrhunderts grundlegend verändert. Markantes Kennzeichen ist ein See, der im Sommer mit einer Fontäne belüftet wird. Der Park steht unter Denkmalschutz. Die Vorgaben der denkmalpflegerischen Zielsetzung sind einzuhalten. In dem Park gibt es eine Reihe von Skulpturen und Themenbereiche.

Die Kunsthalle, 1969 eröffnet, orientiert sich in den Park hinein, von den Erschließungsstraßen weg. Tagsüber ist die Kunsthalle und ihr Eingang gut erkennbar, abends verschwindet sie im Dunkel. Der neu hinzugefügte rote Infowürfel erleichtert die Auffindbarkeit trotz Beleuchtung kaum.

Der Park stellt eine wichtige Fußgängerverbindung zwischen einem Wohngebiet und der Straßenbahn dar.

### **Nutzerbedürfnisse:**

Während der Herbst und Wintermonate muss ein subjektive und objektive Sicherheit für den Weg zur Straßenbahn gewährleistet werden. Die Kunsthalle als eines der bedeutenden Gebäude in Rostock soll so gerahmt werden, dass sie auch nachts eine wichtige stadträumliche Funktion übernimmt. Der Park soll entsprechend seiner Nutzungsfrequenz eine entsprechende Aufenthaltsqualität haben.

### **Nutzungszeiten:**

Ab 5 Uhr wird der Park mit ansteigender Frequenz als Wegeverbindung zur Straßenbahn genutzt. Später kommen Spaziergänger/ Hundebesitzer/ Jogger dazu.

- Beleuchtung 5- 10 lx kaltweiß auf den Wegen. Im Eingangsbereich der Kunsthalle ist nur Orientierungslicht erforderlich.

Mit steigender Frequenz ab ca. 7 Uhr Beleuchtung der Fassade der Kunsthalle und der Blickpunkte im Park in reduzierter Form.

Nach 16.00 Uhr wird der Park auch bei einsetzender Dunkelheit als Aufenthaltsbereich genutzt.

- Beleuchtung des gesamten Parks in einer Form die einen angenehmen Aufenthalt ermöglicht. Die gesamte Beleuchtung ist eingeschaltet wird aber entsprechend der Umgebungshelligkeit gedimmt.

- Beleuchtung überwiegend warmweiß.

Ab 22.00 Uhr wird der Bereich nicht mehr stark genutzt, ist aber nicht abgesperrt. Eine geringe nächtliche Beleuchtung als Nutzungsfrequenz reduzierte Wegebeleuchtung soll dafür sorgen, dass nachts eine gewisse Orientierung möglich ist und Vandalismus vorbeugen.

Bei besonderen Anlässen in der Kunsthalle kann besonders im Eingangsbereich eine Art Festbeleuchtung eingeschaltet werden.

### **Untersuchung:**

Anhand dieser Beispiele solle verschieden Fragestellungen entsprechend der oben skizzierten neuen Möglichkeiten vertieft betrachtet werden.

### **Energieeinsparung durch die stark gestiegene Effizienz der LED.**

Wie groß ist die Energieeinsparung gegenüber der vorigen, bzw. gegenüber vergleichbaren Installation in verwandten Situationen?

Lohnt sich die Dimmung/ Schaltung und die Einrichtung von tageszeit-, bzw. situations- oder frequenzbezogenen Lichtszenen? Gibt es Nebeneffekte, die zusätzliche Vorteile bringen oder nicht vorhergesehene Nachteile bewirken?

### **Die geringe Größe der LED ermöglicht eine genauere Lichtlenkung und neue Einbausituationen.**

Sind eine bessere Orientierung und bessere Sichtverhältnisse durch eine genauere Ausrichtung und gute Entblendung der Lichtquellen möglich?

Welche Möglichkeiten entstehen durch den Einbau in Stadtmobiliar, wie Fahrradbügel, Bänke ect.?

Welche Möglichkeiten bietet der Einsatz verschiedener Lichtverteilungscharakteristiken, wie z.B. ganzer Weg/Wegebegrenzung entsprechend sich ändernder Nutzungssituationen?

Welche Möglichkeiten bietet der Einsatz blendungsbegrenzter, gestalterisch vielfältiger Fassadenbeleuchtung durch präzise Lichtlenkung?

### **Die Veränderbarkeit der Lichtfarbe erlaubt eine Anpassung an den Stadtraum oder an die Erwartungen der Nutzer (circadianer Rhythmus). Außerdem scheint der Spektralbereich der LED im allgemeinen besser Insekten verträglich zu sein.**

Tritt durch verschiedene Farbtemperaturen für verschiedene Tageszeiten ein Aktivierungseffekt/ Entspannungseffekt oder andere Assoziationen auf?

Werden die Lichtfarben als angenehm oder unangenehm wahrgenommen?

Welche Möglichkeiten bietet die Zuordnung von verschiedenen Lichtfarben verschiedenen Beleuchtungssituationen? Werden die Änderungen bemerkt? Werden die Änderungen dem Ereignis zugeordnet?

Welche Bedeutung hat der verbesserte Farbwiedergabeindex in der Außenbeleuchtung? Wird die Umgebung, die Menschen und die Natur besser wahrgenommen ?

Harmonisiert die Beleuchtung mit Natur (Wasser, Tiere...)?

**Die Möglichkeit zu dimmen und schnell zu schalten gestattet eine bisher nicht gekannte Möglichkeit, die Beleuchtung an die Nutzung und Nutzungsfrequenz des Stadtraums anzupassen.**

Hat sich der Publikumsverkehr geändert? Kommen mehr oder weniger in den verschiedenen Situationen?

Wird der Park vielleicht länger/kürzer genutzt?

Nutzen mehr gefährdete oder ängstliche Personen den Park wenn die Beleuchtung länger auf hohem Niveau ist, die vorher den Park vermieden haben?

Welche Möglichkeit bietet die Anpassung des Beleuchtungsniveaus der Wege an das Beleuchtungsniveau der Umgebung (Dämmerung, Mondlicht)?

Gibt es negative Bemerkungen z.B Einschränkungen die es vorher nicht gab?

**Daneben gibt es einige neue technische Möglichkeiten die ausgelotet werden sollen:**

Vandalismusresistenz der LED- Leuchten?

Sind wirklich lange Wartungszyklen möglich ?

Solarkombination / LED-Batteriebetrieb?

LED-Technik mit bestehender Infrastruktur : existierende Masten?

Exzellente digitale Steuerungsmöglichkeiten: Lichtspiel eine neue Gestaltungsmöglichkeit?

**Fazit**

Die LED- Beleuchtung bietet neben der Energieeinsparung ein großes Potential die Straßenbeleuchtung nachhaltig zu verändern. Der monotonen Straßenbeleuchtung, die nur ein An/Aus kennt, kann in Zukunft eine Beleuchtung gegenübergestellt werden, die sowohl zeitlich als auch räumlich äußerst differenziert sein. Ob dies dem Bewohner der Städte und Gemeinden nutzt, indem man ihm die Benutzung der dunklen Außenräume erleichtert, wird in unserer Studie erstmals in einer umfassenden Untersuchung, die über eine bloße Reproduktion der bestehenden Außenraumbeleuchtung mit neuen Mitteln hinausgeht untersucht.



# The First in Poland Demonstrative ORC Power Plant of Low Power Output

Władysław. Nowak\*, Aleksandra Borsukiewicz-Gozdur\*, Wojciech Klonowicz\*\*,  
Aleksander A. Stachel\*, Paweł Hanausek\*\*, Piotr Klonowicz\*\*\*, Radomir Magiera\*\*\*

\**West Pomeranian University of Technology, al. Piastów 19, 70-310 Szczecin aborsukiewicz@zut.edu.pl,*

\*\**Turboservice Sp. z o.o., ul. Wróblewskiego 38A, 93-578 Łódź, wklonowicz@turboservice.com.pl,*

\*\*\**Łódź University of Technology, Wólczańska 219/223, 93-005 Łódź, pklonowicz@gmail.com,*

**Key words:** ORC, working fluid, waste heat utilization, geothermal energy

**Abstract:** A description of the power plant working according to the organic Clausius-Rankine cycle (ORC) and developed at the Department of Heat Engineering (KTC), West Pomeranian University of Technology in Szczecin, is presented. The ORC power plant is powered by the low temperature heat of hot water with the temperature of up to 100°C. The hot water heat is here converted into mechanical energy that is generated by a turbine and used to drive a centrifugal air compressor. The ORC turbine is supplied with dry, saturated vapour of the R227ea working fluid of low boiling point. The working fluid vapour is generated in a combined preheater-evaporator heat exchanger. The results of calculations and experimental measurements are presented and supplemented with conclusions derived from the ORC power plant operation. Perspective modernization of the ORC power plant scheme is also outlined.

## 1. Introduction

The present paper results from the research and development project financed by the Polish Ministry of Science and Higher Education (Project No. R06 015 01) and completed at the Department of Heat Engineering (KTC), West Pomeranian University of Technology in Szczecin. Within the project framework an experimental test rig of the ORC power plant was designed and built, with a goal to simulate the operation of a small geothermal power plant.

In view of the great resources of geothermal water in Poland, available at temperatures of 110°C to 150°C, the main goal to build a small ORC power plant was to show that those geothermal water resources can be utilized to produce electricity. To this end, the Polish company Turboservice Sp. z o.o., with support of the Technical University of Lodz, was selected to design and build a test rig that simulates the operation of a small, complete ORC power plant. The resulting ORC power plant is supplied with hot water from the district heating system, on assumptions that up to 6m<sup>3</sup>/h of hot water with the temperature of up to 110°C can be available, and the working fluid leaving the condenser can be kept at constant temperature of 20°C.

To prepare the order to design and build that small ORC power plant, the KTC team completed a broad analysis concerning fundamental assumptions for such order, including achievable input parameters and selection of the most appropriate working fluid, [1, 2].

The working fluid of the ORC power plant should conform to various requirements concerning its chemical and thermodynamic properties, commercial characteristics (price, availability), and its influence on environment (ODP and GWD factors). Another important issue results from the effects of the working fluid on the materials of the individual power plant components. E.g., zinc, magnesium, lead as well as aluminum alloys with magnesium content above 2% should be excluded for R227ea. All halogen derivative working fluids can then cause swelling of elastomers and plastics that are frequently used in sealing systems. Therefore, recommendations of manufacturers of both the working fluid and prospective component materials must be here strictly observed.

Inflammability and explosion hazards are very important factors in selection of the working fluids. Note that such properties are principally defined at the conditions of atmospheric pressure and room temperature.

The "good" working fluid should be characterized by a possibly small pressure difference for the required working temperature range. That working fluid feature is determinant in respect to the turbine design (number of stages, axial or radial type).

Practically, there are no working fluids that are capable to fulfill all the requirements mentioned above and discussed in detail in [1, 2, 3]. Selected working fluids that can be used for the ORC power plants are presented, together with their physical parameters, in [1, 3]. The environmental requirements concerning the usage of the working fluids can be derived from [4].

It should be thus underlined that the proper choice of the working fluid is the most important step in the design of the power plant cycle. There are two optimising procedures to select the working fluid for the ORC power plant. The first one leads to the working fluid that provides for the highest efficiency of the energy conversion. The second one leads to the working fluid that ensures the optimum design of the turbine, for the assumed power plant output power.

In [1], for the assumed supply of the evaporator with hot water volume flow of 4 m<sup>3</sup>/h at 110°C, plots of the turbine power output variations are presented for R227ea, R713 (water) and R22. As result, the R227ea working fluid appears to be the optimum choice for the assumed hot water temperature level.

For the analysis quoted above, the constant internal efficiency of the turbine,  $\eta = 0.8$ , was assumed. With that assumption, the turbine power output is determined to range between 22kW and 28kW. For the possibility to analyze the power plant operation at varying parameters the power plant components, and the evaporator, condenser and working cycle pump in particular, should be designed with excess as far as their heat transfer capability and volume flow range are concerned. The turbine power output given above was achieved on assumption that the heat flow supplied with the hot water could reach the value of 233 kW, which corresponded to the hot water temperature drop at the evaporator from 110°C to 60°C.

In spite of the adopted structural simplicity of the power plant the following control and measurement system had to be provided:

- measurement and control of the hot water mass flow and temperatures upstream and downstream of the evaporator,
- measurement and control of the working fluid mass flow,
- measurement of the working fluid temperature: liquid phase and vapour phase, upstream and downstream of the evaporator, respectively,
- protection against the working fluid leakage through the turbine shaft sealing by means of the buffer gas system,
- measurement of the working fluid vapour pressure at the turbine inlet,
- measurement of the turbine rotational speed,
- vapour shut-off valves upstream and downstream of the turbine,
- measurement of the working fluid temperature: vapour phase and liquid phase, upstream and downstream of the condenser, respectively,
- measurement and control of the cooling water mass flow and temperature upstream and downstream of the condenser,
- measurement of the turbine power output.

The measurement and control systems of auxiliary devices are not included in the above specification.

## 2. The small ORC power plant test installation

Taking into account the available financial resources the following design concept was adopted for the cycle turbine:

- small high speed one stage axial turbine driving a centrifugal air compressor, both assembled on a common shaft;
- high speed roller bearings of the shaft;
- absolute shaft sealing system on the turbine side, by means of the buffer gas (air) arrangement.

One dimensional approach was used to design the turbine flow channels, with the flow path verification and adjustments by means of the ANSYS CFX computer code. The turbine rotor wheel had the outer diameter of 58 mm and cylindrical blades.

For the assumed nominal parameters of the turbine:

- working fluid mass flow: 2 kg/s
- inlet vapour pressure: 12.6 bar
- inlet vapour temperature: 63 °C
- outlet vapour pressure: 3.9 bar
- outlet vapour temperature: 38 °C
- shaft rotational speed: 28 000 rev/min

and by using numerical computations with parameters:

- stationary approach
- approx. 270 000 grid nodes (100 000 for the guide vane, 170 000 for the rotor wheel channel)
- SST turbulence model
- R227ea vapour described as real gas (Redlich-Kwong equation of state)
- boundary condition: mass flow and the temperature values assumed at the inlet to the guide vane section, static vapour pressure value assumed at the outlet of the turbine wheel blade row

the turbine power output of 24.9 kW was received.

The overall view of the small ORC power plant test installation located at the Heat Engineering Department in West Pomeranian University of Technology, Szczecin laboratory is shown in Fig. 1, and the high speed turbine is shown in Fig. 2.

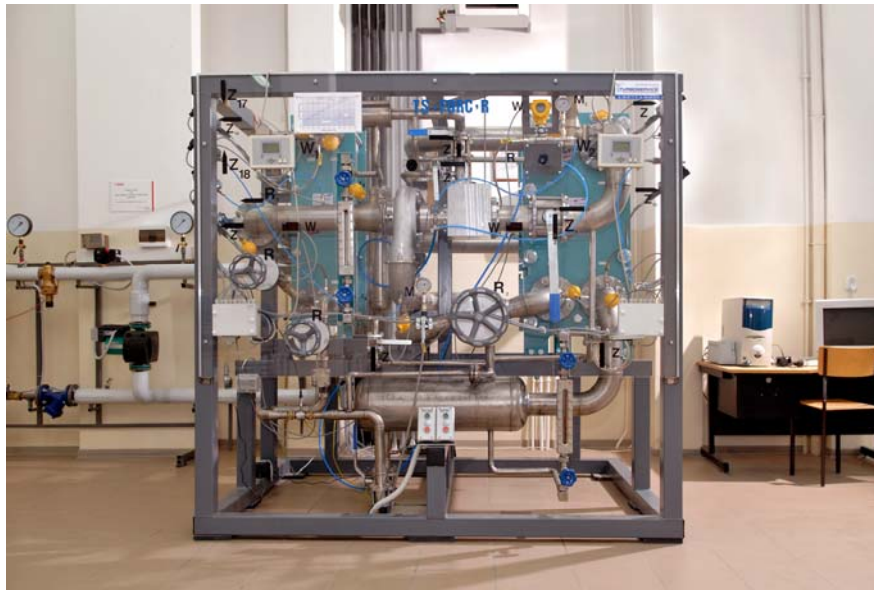


Fig. 1 General view of the small ORC research installation

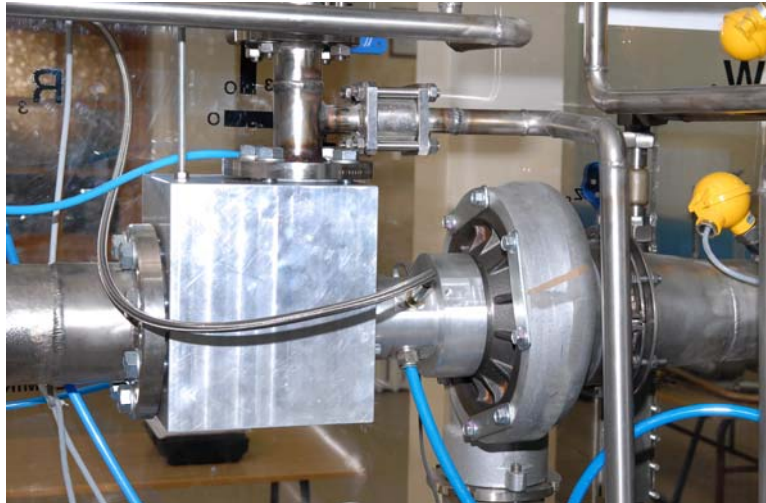


Fig. 2 General view of the high speed turbine and centrifugal compressor set

### 3. Results of the experimental measurements

The data registered by the measuring devices were recorded directly in a computer and, together with the corresponding calculation outputs, were presented in tabular form in [1]. In the present paper, only the most important results presented in graphical version are produced.

Thus, the liquid-vapour phase chart of the R227ea working fluid is given in Fig. 3, whereby the main physical parameters of that fluid are collected in Table 1.

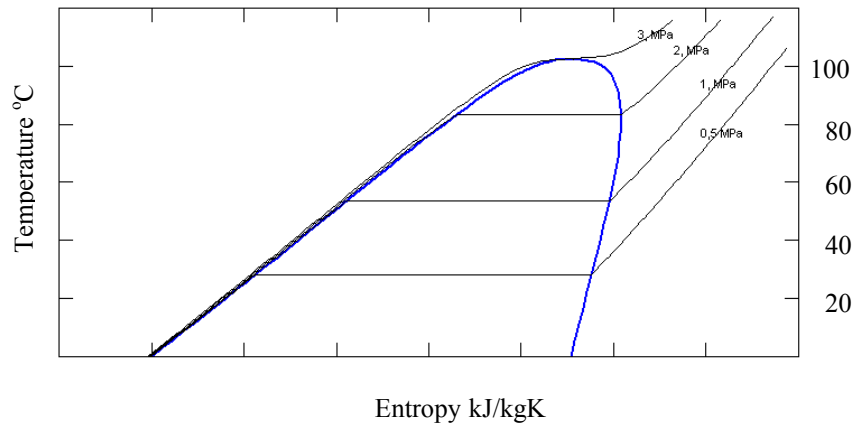


Fig. 3 Shape of the R227ea saturation lines plotted on the T-s diagram

Table 1 Main physical parameters of the R227ea working fluid

R227ea CF <sub>3</sub> CHFCF <sub>3</sub> 1,1,1,2,3,3,3- heptafluoropropan	Molar mass	Critical parameters		
	kg/kmol	temperature °C	pressure MPa	density kg/m <sup>3</sup>
	170,3	102,8	2,999	579,8

In Fig. 4, there are solid lines denoting: navy blue – the saturated dry vapour line  $x=1$ , red and green – the small temperature gap within which, for a given vapour pressure, the working fluid vapour at the turbine inlet should be maintained.

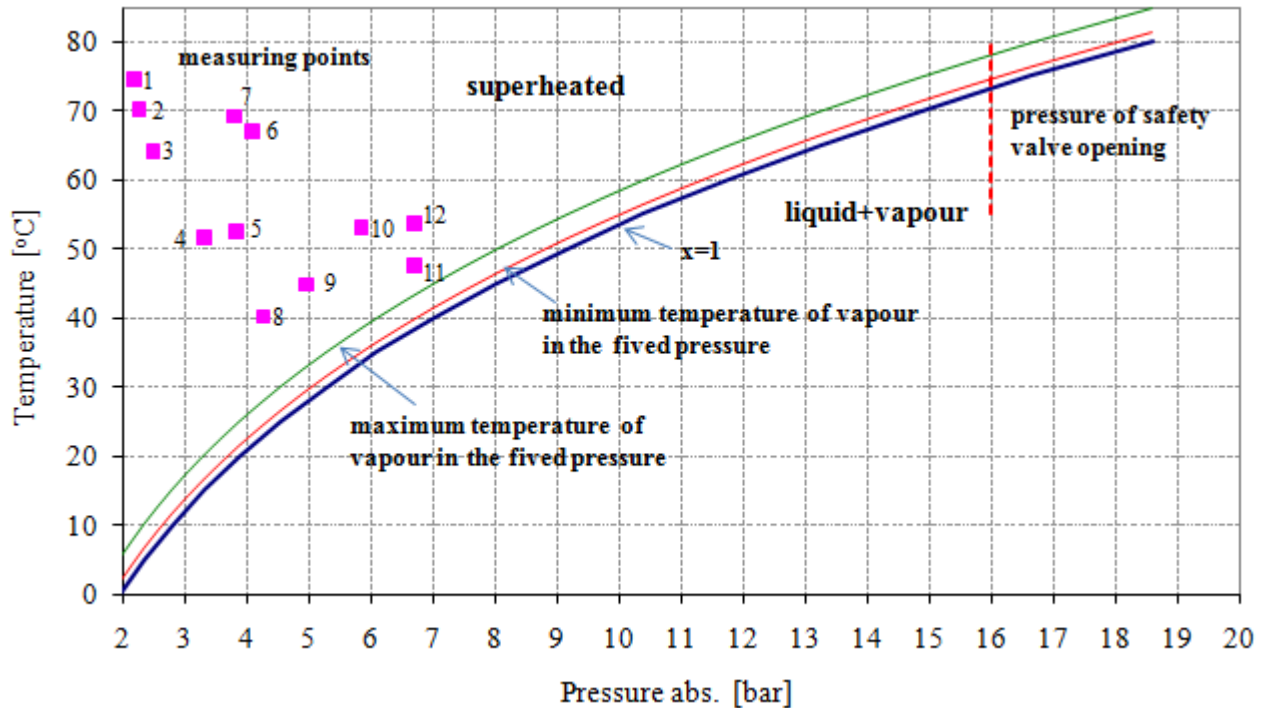


Fig. 4 R227ea saturation line and the required range of the vapour superheating

According to the results of the theoretical analyses the turbine inlet vapour should not be excessively overheated as that does not contribute to a better thermodynamic effectiveness of the cycle. That conclusion was confirmed in the experiments. For the two measurement points registered at the equal inlet vapour pressure of 6.72 bar and at differing vapour temperatures of 47.6 °C and 53.7 °C the higher turbine power output resulted in the first case, 5.92 kW and 5.06 kW, respectively.

The turbine inlet vapour must not contain liquid droplets as they are dangerous for the turbine blade system. Such unwanted situation happened at one instant of the consecutive test runs (13.11.2009), and was characterized by a specific noise coming from the turbine. An abrupt drop in the turbine shaft speed was observed.

Several experimental points indicating the inlet vapour parameters (pressure and temperature values) are included. It results from the quoted data that the effectiveness of the ORC power plant operation can not be generalized on the basis of the sole effect of the inlet vapour temperature, i.e. via a conclusion relating to the degree of overheating of the latter.

The turbine power output, as calculated on the basis of several measurement points, is presented in Fig. 5 as function of the turbine rotational speed.

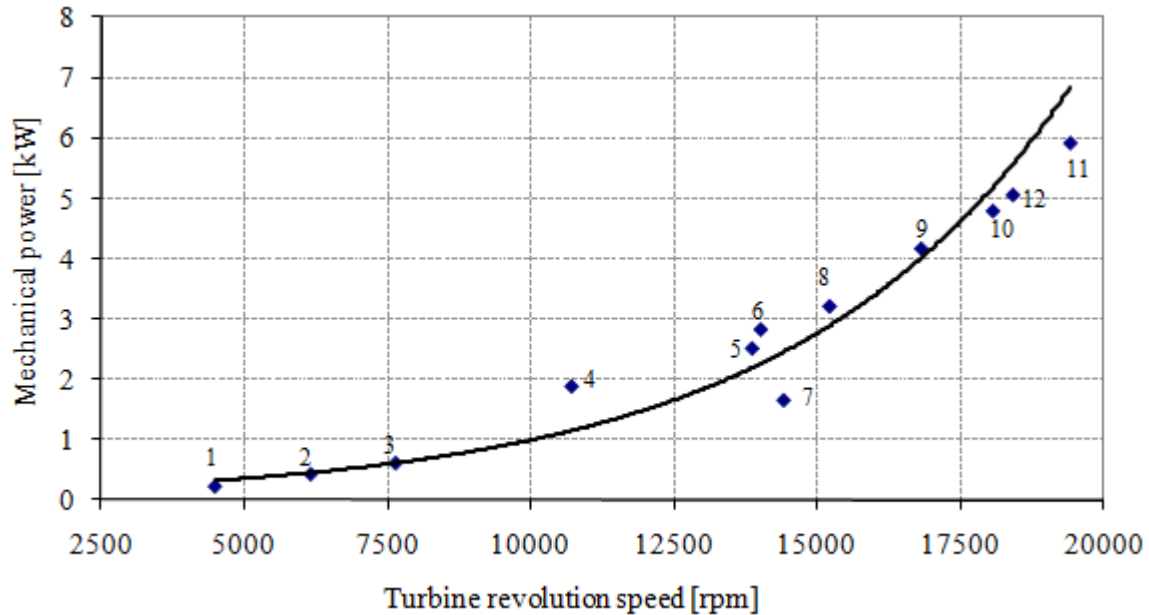


Fig. 5 ORC power plant mechanical power output as function of the turbine revolution speed

#### 4. Summary

In frames of the project work several analyses of the power plant effectiveness were made in respect to the power plant operation with various working fluids of low boiling point and with various power plant configurations. The outcome of those analyses was then used to prepare assumptions for the design of the small ORC power plant, and of the cycle turbine in particular. In effect, an unique, complete test installation of the small power plant working with the R227ea organic fluid was built at the KTC laboratory. Numerous measurement devices the power plant was equipped with enabled detailed tests of the plant operation, as well as verification of the design assumptions.

The ORC power plant test runs and the measurement results collected proved that the possibility to utilize low enthalpy heat for powering the power plant cycle and for production of electricity is both real and practical.

At the same time, the power plant installation start-up and the following test runs yielded several week points of that research installation. This is very conclusive in respect to the design and completion of greater, commercial ORC power plants. Thus, the following aspects should be considered with special attention:

- ⇒ Bolted and screw joints should be avoided whenever possible and welded or brazed joints should be used. This is important for the proper operation of the power plant cycle and for the safety of the maintenance staff.
- ⇒ The turbine shaft sealing with the buffer gas system is difficult to control and may lead to a leakage of the working fluid to the environment or to an injection of the buffer gas into the power plant cycle.
- ⇒ Rolling bearings for the ORC turbogenerator can be considered as satisfactory in the research installations that are working periodically. However, especially in the continuously working commercial ORC power plant installations, a hermetic turbogenerator with internal slide bearing system should be the best solution.

⇒ Hand controlled operation of the research installation was applied to check the wide range of the power plant off-design conditions. Instead, fully automated control of the commercial installations should be provided.

It should be noted emphatically that the described ORC power plant research installation was a pure prototype and no reference to installations of similar power outputs could be acquired.

*The R&D project described in the present work was financed by the Polish Ministry of Science and Higher Education, Project No. R06 015 01.*

## **References**

- [1] Nowak W., Stachel A., Borsukiewicz-Gozdur A.: Assessment of opportunities to improve the operation of the plant by using binary cycle. Report of R&D project no. R06 015 01. Szczecin 2009.
- [2] Borsukiewicz-Gozdur A.: Effectiveness of Geothermal Power Plant with the Organic Rankine Cycle. Doctoral essay, Szczecin Technical University, Szczecin 2008.
- [3] Borsukiewicz-Gozdur A., Nowak W.: Desirable Thermophysical Properties of Fluids in Low-Temperature Clausius-Rankine Cycle, International Institute of Refrigeration, Refrigeration Science and Technology CD Proceedings of Thermophysical Properties and Transfer Processes of Refrigerants Conference, No.2005-3, Vicenza, Italy, 31.08-02.09.2005.
- [4] Regulation (EC) no 842/2006 of the European Parliament and of the Council of 17 May 2006 on certain fluorinated greenhouse gases.

# Wind-Hydrogen-Biomass

## The Hybrid Power Plant of ENERTRAG AG\*

A. Mieke, T. Luschtinetz, J. Lehmann, C. Sponholz  
*FH-Stralsund - IRES, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, andreas.mieke@fh-stralsund.de*  
W. Diwald, M. Wenske, F. Gamallo  
*ENERTRAG AG, Gut Dauerthal, 17291 Dauerthal*

*\*) Presented firstly on 18th World Hydrogen Energy Conference 2010, Essen - Germany,  
in Session "Hydrogen from Renewable Electricity"*

### Summary:

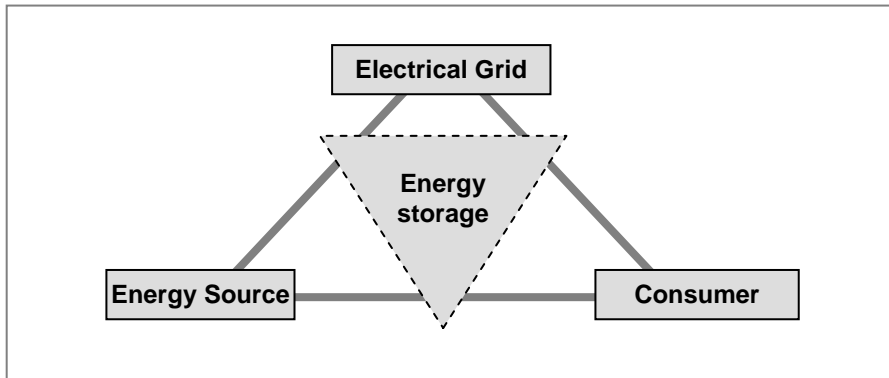
The ENERTRAG Hybrid Power Plant is designed around the following components: three wind turbines of 2 MW each, an electrolyser of 500 kW, a hydrogen storage system, and two CHP units of 350 kW each, able to run with variable mixtures of biogas and hydrogen. The use of the electrolyser - acting as a deferrable load, and running under variable power - and the possibility of reconverting the hydrogen again into electricity will allow a feeding-in of the produced electricity to the grid, free of any of the changing characteristics of the wind power. Besides of that renewable electricity, the Hybrid Power Plant will also be able of delivering hydrogen as a clean fuel for the transport sector, as well as oxygen and heat. The project will show that renewable energy sources, like wind and solar, will be able, in the future, of producing back-up power without any support of fossile sources; and also of feeding electricity to the grid as a part of the base-load demand. As a first step towards this direction, the project has the goal of assuring that the energy production of the three wind turbines will be in accordance to the 24-h-forecasted wind power values.

### 1 Wind energy within the electrical energy mix

The natural variability of the instantaneous power supplied by wind turbines can seriously affect the stability of voltage and frequency in power grids. This influence largely depends on the penetration level (fraction of wind power present in the instantaneous energy mix), and will produce no noticeable consequences if maintained below a value of 10 % of installed capacity [1]. At present, this level has already been exceeded, and prognoses show that in 2020, in Germany, the electricity produced by renewable sources will even exceed the total demand during several hours a year [2].



In consequence, the base power generation demand will decrease, while intermediate and peak power generation demand will increase within the following years. However, even if only based on conventional sources, electricity systems – supply and demand – are inherently highly variable, and are influenced by a large number of planned and unplanned factors. The issue, therefore, is not one of variability or intermittence per se, but how to predict, manage and compensate variability, and what tools can be utilised to improve the grid efficiency by using additional energy storages [3, 4].

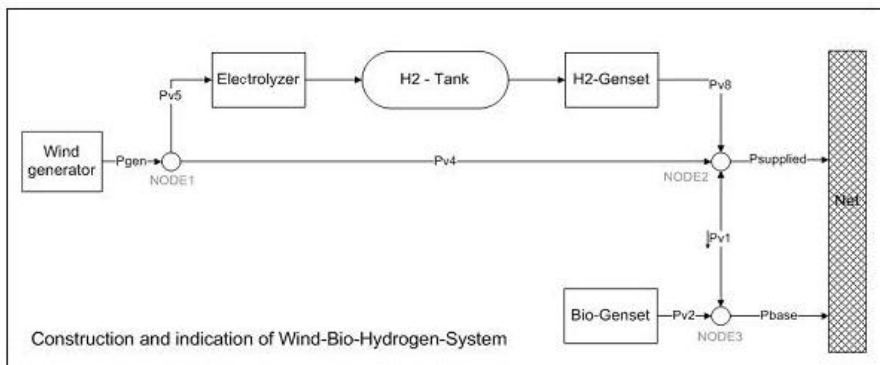


**Figure 1: Integration of energy storages**

The already-established controls method and backup available for dealing with variable demand and supply are more than adequate for dealing with the additional variable supply such as wind power at penetration levels up to around 20 % of gross demand, depending on the nature of the specific system. For larger penetration levels, changes are needed both in the structure of the power systems and in their methods of operation, in order to be able of accommodating the further integration of wind energy.

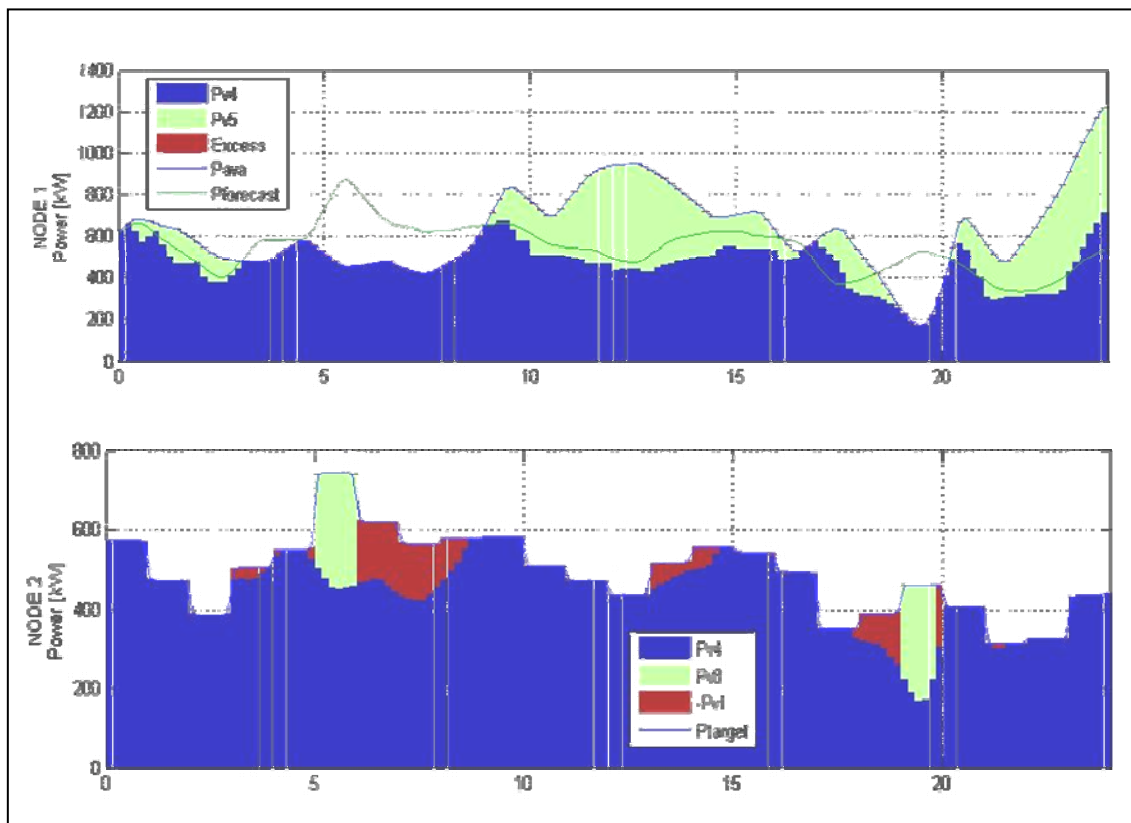
## 2 Integration of wind energy by coupling with some energy storage system

A wind-hydrogen-system is designed as in the model of figure 3. In this case, the wind energy is partly converted into hydrogen by an electrolyser (PV5). As a fuel, it can also be sold to the market. This option could be a further step towards a global hydrogen infrastructure based on renewable energies.



**Figure 2: Configuration of model for H2-storage integration**

On the other hand, the hydrogen is used by a genset (PV8) to improve the electrical output characteristic of the overall system. Wind energy which is not used by the electrolyzer is fed directly to the grid (PV4). A genset based on biogas works as the third power source (PV2) within that system. This power, in addition to a part of the wind power, form the base power (node3) that is fed to the grid.



**Figure 3: Simulation results for 24h**

The dynamic part of power supply (node2) is defined 24 hours ahead, taking into account wind forecast, H<sub>2</sub>-tank status and biogas potential. Related to the real wind power yield, the power difference is supplied by the gensets. The lower diagram in figure3 displays the situation for one day. Both gensets with a minimum activation level (step-in limit) are controlled following a priority class.

One strategy of hydrogen production is simulated in the upper diagram in figure 3. Within this day the power forecast and the real power input differs in positive and negative directions. The gaps are filled as explained before. The wind power above the target value is used by the electrolyzer running under a variable power mode.

### 3 Practical tests of variable-power electrolysis

Currently, the most extended electrolysis technology is that of the bipolar, alkaline units, using an aqueous solution of KOH, around 28 % v/v. The average efficiency of the currently available electrolyzers is between 75 % and 80 % ( HHV ), even when efficiency values higher than 80 % under full power ( up to 90 % at 20 % load ) have been reached on experimental, industrial-sized units.

Despite being a long-term established industrial technology, the production of H<sub>2</sub> by electrolysis will still require some research, in order to be capable of dealing with the natural variability of the wind-generated power. Almost all the experience already acquired about water electrolysis is valid only for steady operation. The industrial utilisation of electrolyzers is largely based on stable, nominal-power operation, with very seldom and controlled start and shut-down cycles, performed in comparatively extended time periods. So, the concrete experience in operating electrolyzers under a non-steady power regime, with relatively sudden power fluctuations; still seems not to be enough for allowing this technology to widely enter the commercial market. Even when several wind-hydrogen pilot plants were already built and tested, definitive results were still not attained [5].

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

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

#### 4 The ENERTRAG Hybrid Power Plant

One of the technical goals to be achieved is the balance of the energy inputs and outputs over a certain time. Also, the overall grid situation has to be taken into consideration. The economical characteristics of the market are the second important group of aspects to focus on while operating a combined wind-hydrogen-system. Depending on the attainable price for electricity and for hydrogen, the more lucrative energy form should be produced at any moment. Furthermore, the price distribution pattern over a day or a week is considered in such a way that the periods of price peaks are preferred for the sale of electricity.

About two years ago, ENERTRAG AG, a leading company in the field of wind energy production, started, in cooperation with the University of Applied Sciences of Stralsund and some other academic institutions; the design of a hybrid power plant, comprising several wind turbines, a biogas generator, an electrolyzer, and several other components; oriented to balance the electrical output of the wind turbines in such a way that it could be easily admitted by the grid. The plant is already under construction, and it is expected to enter into full service in the upcoming year.

The hybrid power plant will be integrated in the ENERTRAG's own energy grid. So, during the periods when the grid cannot accept all the available wind power, the non-dispatchable surplus will be used for producing hydrogen, in order to reduce the net electricity offer, bringing it near to the demanded values.

On the opposite, during periods of high electricity demand, the hydrogen will be mixed with biogas, and used to fuel two 350 kW, high-efficiency CHP (combined-heat-and-power) units; in which it will be converted again into electricity, in a CO<sub>2</sub>-neutral way, for serving the grid. Simultaneously, the CHP units will also produce heat, out of that hydrogen-biogas mixture, that will also be utilized.

In accordance to several different operation strategies, it will not only be possible to produce hydrogen for reconvertng it into electricity, but also for furnishing some kind of external demand (i.e. the transportation sector). So, the hybrid power plant could be not only able of supplying electricity and heat, but also pure hydrogen to be used as fuel. The possibilities of using the co-generated oxygen (eventually for non-energetic purposes as waste water treatment, water purification, air enrichment, etc.) is also considered [6].

#### 5 Summary

Hydrogen production, by means of water electrolysis, can undoubtedly offer a suitable alternative for dampening the severe power fluctuations that could take place in electrical grids having a high penetration of wind energy; consequently reducing or even avoiding the need of wind power curtailment.

Such an operation mode could allow a wind park to deliver firm, ensured power to the grid, thus contributing to the stability of the whole system. The option of hydrogen production could be a further step towards a global hydrogen infrastructure [7] based on renewable energies.

Simulations show the benefits of such combined systems and allow testing in advance a variety of different operations modes. Tests and analysis under a variable power regime have been performed only at laboratory and pilot-project scales. For properly knowing the dynamical behaviour of such systems, long-term testing of industrial-sized units is necessary.

A factor seriously affecting a fast integration of the electrolysis technology to the energy market, is the fact that the current offer of industrial-scaled electrolyzers is low (a comprehensive list of manufacturers can also be found at [8]). For this reason, prices are high, and delivery times may often be quite long.

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

## References

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln, Februar 2005
- [2] IWES, Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche, Kassel 2009
- [3] Lehmann, J.; Miede, A.; Sponholz, C; Luschtinetz, O. "Wasserstoff – Medium zur Speicherung von regenerativ erzeugter Elektroenergie, Untersuchungen zu Netzkapazität, Infrastruktur und Wirtschaftlichkeit in Mecklenburg-Vorpommern". Studie des Instituts für Energie und Umwelt (IFEU) e.V. an der FH Stralsund, 2004 – 2005
- [4] EWEA. "Large Integration of Wind Energy in the European Power Supply: analysis, issues and recommendations". Brussels, Belgium, December 2005, [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/grid/051215\\_Grid\\_report.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/grid/051215_Grid_report.pdf)
- [5] Varkaraki and S. Thomas, Comparison of hydrogen storage options for wind hydrogen plants, Centre for Renewable Energy Sources, Greece, XVI. Symp. Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund 2009
- [6] ENERTRAG AG. " ENERTRAG Hybridkraftwerk – Kurzbeschreibung" ( in german language ). Currently available under: [http://www.enertrag.com/download/praesent/hybridkraftwerk\\_kurzinfo\\_090417.pdf](http://www.enertrag.com/download/praesent/hybridkraftwerk_kurzinfo_090417.pdf), 12.01.2010
- [7] LBST – Ludwig Bölkow Systemtechnik. "Hydrogen Filling Stations Worldwide". <http://www.h2stations.org/>, 12.12.09
- [8] Michael Wenske, Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse, XV. energie – symposium Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund 2008

# HIGH TEMPERATURE LOW SAG CONDUCTORS IN POWER SYSTEM WITH WIND POWER FARMS

O. Malyszko, S. Szkolny, M. Zenczak

*West Pomeranian University of Technology, Gen. Sikorskiego 37, Pl 70-313 Szczecin, michal.zenczak@zut.edu.pl*

**Keywords:** wind power farm, power system, high temperature low sag conductors.

**Abstract:** The paper presents analysis of aims of usage of high temperature conductors for power transmission with big changes of currents during twenty-four hours, what is typical for power system with wind power farms. Results of calculation for high temperature conductors are compared to results for traditional conductors. Analysis takes into consideration different costs of energy transmission during different settling zone. Comparison of total costs of energy losses in line with common AFL conductors with the costs of energy losses in line with HTLS conductors shows, that costs of energy losses during several or dozen or so years in line with HTLS conductors are much more higher than in line with AFL conductors and they are comparable to the costs of building new line.

## 1. Introduction

The basic criterion of current-carrying capacity of power transmission lines is maximum permissible sag, which is connected with minimal distances between conductors and ground or objects crossed by 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 highest permissible temperature of new conductors achieves even +250°C [2, 3]. Such the conductors create new chances of increasing of current-carrying capacity of lines. Besides the high temperature conductors have very profitable mechanical properties. Their sag is low. Therefore high temperature conductors with low sag are called HTLS. They are suited for modernization of old power transmission lines with low pylons and for building new power transmission lines of high transmission capability. On first point of view comparison of properties of common AFL conductors with HTLS conductors indicates, that HTLS conductors are much more profitable than common AFL conductors. However keeping of high temperature of conductors is connected with high energy losses  $\Delta E$ , because of higher resistance  $R$  for higher temperature (energy losses proportional to resistance) and higher losses for higher currents  $I$  (energy losses proportional to second power of current):

$$\Delta E = I^2 R t \quad (1)$$

Therefore comparison of HTLS conductors with common AFL conductors should take into consideration energy losses. If the full current-carrying capacity of HTLS conductors is used, then big energy losses arise in conductors. On the other hand the application of monitoring of real temperature of conductors can cause, that common AFL conductors can be sufficient solution for increasing current-carrying capacity. On first point of view application of HTLS conductors is profitable for big currents but in short period of time. Such the situation occurs when there are wind power farms in power system. Statistical data for Poland shows, that wind power farms work with full rated power for short period of time. Then HTLS conductors are adequate in power system with wind power farms (WPF). The paper presents the results of calculation for different cases of weather for HTLS conductors and for common conductors with monitoring of temperature.

## 2. Energy losses in line by constant load

The HTLS conductors can lead much higher currents than common AFL conductors because of higher permissible temperature and low sag. However energy losses depend on second power of currents and resistance, therefore energy losses are quite high by high currents. Besides the resistance is two times higher by temperature 200°C, than by temperature 20°C. This phenomenon causes additional increase of energy losses. Table 1 presents costs of energy losses for 1 km if an average cost of energy is equal 150 PLN for 1 MWh.

The following weather conditions are taken:

- Summer: sun radiation 900 W/m<sup>2</sup>, temperature of environment 30°C,
- Winter: sun radiation 720 W/m<sup>2</sup>, temperature of environment 20°C.

Wind speed 0.5 m/s, thermal emission factor  $\epsilon = 0.8$ . The wind is perpendicular to conductors. The conductor achieves temperature of 200°C in such the weather conditions by the current 1192 A. Calculations were done for constant load 1192 A during 8760 hours.

Three different lines were analyzed:

- Line with HTLS conductor 240 mm<sup>2</sup>,
- Double circuit line with 2×AFL-6 240 mm<sup>2</sup>, (the highest permissible current in summer 645 A for one circuit),
- Double circuit line with 2×AFL-8 525 mm<sup>2</sup>, (the economical current density 1 A/mm<sup>2</sup> is achieved by nearly 1192 A).

Table 1. Results of the calculations of energy losses

	Line	Energy losses in year [MWh/1km]	Costs of energy losses [PLN/1km]
1.	HTLS 240	8476.0	1271400
2.	2 x AFL-6 240	1446.9	217000
3.	2 x AFL-8 525	611.5	91700

Results of calculations show, that full usage of current carrying capacity of HTLS conductors causes high energy losses and big cost of transmission. The cost of building of 1 km of new 110 kV line is 400 000 – 700 000 PLN/km. Thus annual costs of energy losses are higher than costs of building new line. If the same energy were transmitted by the conventional lines 2 x AFL-6 240, the costs would be near six time lower. If transmission of energy were done by conventional 2 x AFL-8 525 lines, the costs would be much lower. In real conditions load is not constant and there are better conditions for cooling of conductors than in above presented analysis. Therefore analysis should take into consideration load variation, changing weather conditions and different settling zones. The earlier analysis did not take into considerations different settling zones [1]

## 3. Energy losses in line connecting WPF with power system

The highest current 1192 A (the highest current-carrying capacity of HTLS conductor in summer by temperature of conductor 200°C) appears in 110 kV overhead line connecting WPF with power system, when the WPF contains 114 single 2 MW wind power plants.

The typical model of WPF was analyzed:

$$P(V) = \begin{cases} 0 & \text{for } V < 5 \text{ m/s} \\ a + bV^3 & \text{for } 5 \text{ m/s} \leq V < 15 \text{ m/s} \\ P_{max} & \text{for } 15 \text{ m/s} \leq V \leq 25 \text{ m/s} \\ 0 & \text{for } V > 25 \text{ m/s} \end{cases} \quad (2)$$

The highest power  $P_{max} = 2$  MW. Coefficients  $a = -1/13$ ,  $b = 1/1625$ . The Weibull distribution has been found to give a good representation of the variation in hourly mean wind speed over a year at many typical sites:

$$p(V) = \left(\frac{k}{\lambda}\right) \left(\frac{V}{\lambda}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{\lambda}\right)^k\right) \quad (3)$$

Where:  $\lambda > 0$  – scale parameter,  $k > 0$  – shape parameter. A special case of the Weibull distribution is Rayleigh distribution, with  $k = 2$ , which is actually a fairly typical value for many locations. In this case relationship (3) has the following form:

$$p(V) = \frac{2V}{\lambda^2} \exp\left(-\left(\frac{V}{\lambda}\right)^2\right) \quad (4)$$

Where expected value of wind speed:

$$EV = \lambda \frac{\sqrt{\pi}}{2} \quad (5)$$

Figure 1 presents output approximate characteristic of WPF.

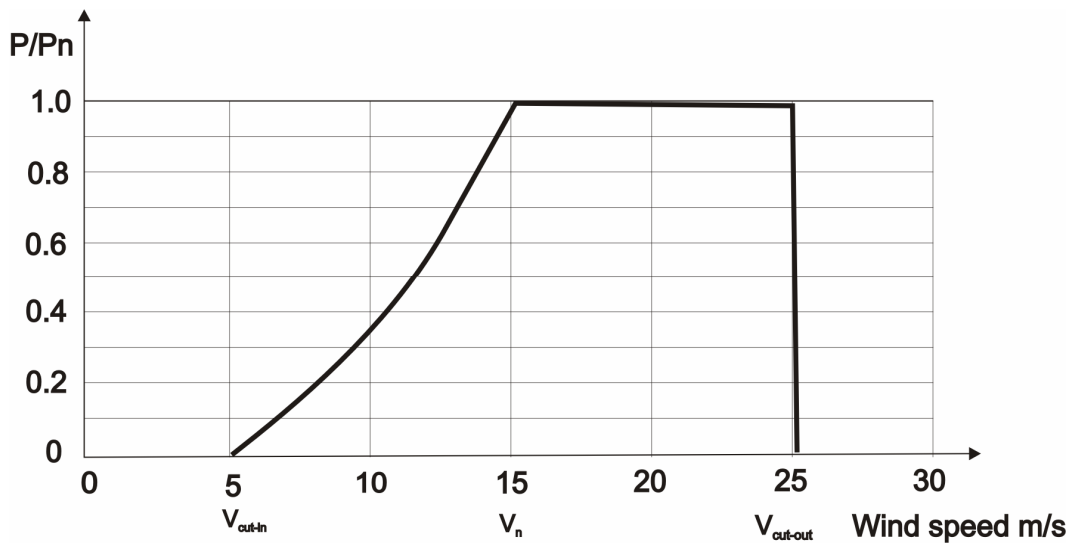


Fig. 1. Approximate output characteristic of wind power farm

For this model (equations (2) and (4)) and for  $\lambda = 9$ , average power is equal to 51.37 MW, that is 22.5%  $P_{max}$ . This value is typical for Poland. The total annual energy generation is: 450 GWh. WPF works with the power  $P_{max} = 228$  MW during 6.17% of time (540.8 h/a). During 26.6% of time (2330.2 h/a) WPF does not work.

The further calculations were done for different conditions for cooling conductors. The scale parameter  $\lambda = 9$  m/s.

Table 2 contains results of calculations of energy losses for constant resistance of conductors.

The presented results were obtained for constant costs of energy (150 PLN/MWh). However a cost of energy is not constant. There are different settling zones. Table 3 contains costs of energy for particular settling zone.



Table 2. Results of the calculations of energy losses for constant resistance of conductors

	Line	Energy losses in year [MWh/1km]	Costs of energy losses [PLN/1km]
1.	HTLS 240	643.8	96570
2.	2 x AFL-6 240	321.9	48285
3.	2 x AFL-8 525	147.1	22065

Tables 4, 5 and 6 contain results of calculations of energy losses. These calculations took into consideration variability of resistance of conductors caused by the temperature. Maximal costs are calculated for the situation when maximal generation in WPF is simultaneous with the highest costs of energy. While minimal costs occur when maximal level of generation in WPF is simultaneous with the lowest energy costs. Table 4 shows the case, when conductors are being cooled by the wind with constant speed  $V = 0.5$  m/s. Table 5 shows the case, when the conductors are being cooled by the same wind like wind acting on the WPF. These both values are the boundary condition:  $V = 0.5$  m/s is the lowest range and  $V = V_{WPF}$  is the highest range of wind speed cooling conductors.

Table 3. Costs of energy for particular settling zone

	Settling zone	Duration [h]	Costs of energy losses [PLN/MWh]
1.	Forenoon peak load	6	185
2.	Afternoon peak load	4	270
3.	Rest of 24 hours	14	115

Table 4. Energy losses for wind speed  $V = 0.5$  m/s

	Line	Annual energy losses [MWh/1km]	Minimal costs of energy losses [PLN/1 km]	Maximal costs of energy losses [PLN/1 km]
1.	HTLS 240	1026.7	118100	256600
2.	2 x AFL-6 240	386.5	44500	98800
3.	2 x AFL-8 525	168.3	19400	42900

Table 5. Energy losses for wind speed  $V_1 = V_2$

	Line	Annual energy losses [MWh/1km]	Minimal costs of energy losses [PLN/1 km]	Maximal costs of energy losses [PLN/1 km]
1.	HTLS 240	728.2	83800	186000
2.	2 x AFL-6 240	345.1	39700	87900
3.	2 x AFL-8 525	156.7	18000	39900

In real country conditions wind cooling conductors has the intermediate speed. This speed is the results of shape of ground, forests and route of power transmission lines.

Besides the nacelles of 2÷3 MW wind power farms are much higher above the ground than conductors of power transmission lines. The distance between axis of wind power plant and the ground is about  $80 \div 100$  m, while the distance of phase conductors to ground is higher than 6 m, but in normal conditions not higher than  $10 \div 25$  m. Vertical distribution of wind speed has the following form:

$$V_1 = V_2 \left( \frac{h_1}{h_2} \right)^\alpha \quad (6)$$

Where:  $V_1$  and  $V_2$  – wind speeds on the height  $h_1$  and  $h_2$ ,  $\alpha = 0.12 \div 0.5$  – coefficient depending on roughness of ground and time of averaging of wind speed.

The following situation is typical: distance between conductors and ground  $h_1 = 10 \div 13$  m, while distance between nacelle and ground  $h_2 = 100$  m. Thus for  $\alpha = 0.3$ :  $V_1 = 0.5V_2$ . Table 6 shows the results of calculation for  $V_1 = 0.5V_2$ .

Table 6. Energy losses for wind speed cooling conductors  $V_1 = 0.5V_2$

	Line	Annual energy losses [MWh/1km]	Minimal costs of energy losses [PLN/1 km]	Maximal costs of energy losses [PLN/1 km]
1.	HTLS 240	762.8	87800	195200
2.	2 x AFL-6 240	349.7	40200	89100
3.	2 x AFL-8 525	157.5	18100	40100

#### 4. Conclusions

On first point of view application of HTLS conductors is profitable for big currents but in short period of time. Such the situation occurs when there are wind power farms in power system. Statistical data for Poland shows, that wind power farms work with full rated power for short period of time. Then HTLS conductors are adequate in power system with wind power farms.

Comparison of total costs of energy losses in line with common AFL conductors with the costs of energy losses in line with HTLS conductors shows, that costs of energy losses in line with HTLS conductors are much more higher than in line with AFL conductors and during several or a dozen or so years are comparable to the costs of building new line.

The final decision: HTLS or common AFL conductor with monitoring of temperature should take into consideration the following problems:

- expected load and its chart,
- country conditions and route of line,
- expected weather conditions, especially wind and sun,
- technical state of line,
- possibility of development of power system,
- environmental factors (electric and magnetic fields)
- economical factors.

Sometimes the most difficult problem is obtaining consent to building new line from owners of grounds. However this problem is related to building new line independently of type of conductor. Choice of type of conductor is most important during modernization of line.

#### 5. References

- [1] Małyszko O., Szkolny S., Zeńczak M.: Zastosowanie przewodów wysokotemperaturowych przy podłączaniu farm wiatrowych, *Wiadomości Elektrotechniczne*, (2010) nr 4, pp. 28-29.
- [2] Siwy E., Przygodzki M.: Zdolności przesyłowe linii napowietrznych przy generacji mocy w źródłach wiatrowych, *Rynek Energii*, 80 (2009) nr 1, pp. 16-21.
- [3] Siwy E., Żmuda K.: Intensyfikacja wykorzystania sieci w spółce dystrybucyjnej, *Przegląd Elektrotechniczny*, 85 (2009) nr 3, pp. 243-246.

# Environmental Assessment of Municipal Solid Waste Management in Sri Lanka and India in a Life Cycle Perspective

S.N.M.Menikpura<sup>1,2</sup>, Sébastien Bonnet<sup>1,2</sup> and Shabbir H. Gheewala<sup>1,2,\*</sup>

<sup>1</sup>The Joint Graduate School of Energy and Environment, King Mongkut's University of Technology Thonburi, Bangkok, Thailand

<sup>2</sup>Center for Energy Technology and Environment, Ministry of Education, Thailand

\* Corresponding author Tel.: + 6624708309-10; fax: +6628729805

E-mail address: [shabbir\\_g@jgsee.kmutt.ac.th](mailto:shabbir_g@jgsee.kmutt.ac.th)

**Abstract:** At present, many Asian developing countries are practicing poor Municipal Solid Waste (MSW) management methods such as open dumping and non-engineered landfilling. This creates severe burdens on the environment and threat to human health. The quantification of the environmental impacts resulting from such poor MSW management practices is necessary to serve as a baseline against which alternative treatment technology options can be assessed for implementation of more environmentally sustainable MSW management systems that are adapted to local situation. In this study, existing MSW management systems in Sri Lanka and India were evaluated in order to assess the severity of their environmental impacts with focus on global warming potential and abiotic resource depletion. Life Cycle Assessment methodology was followed to perform this investigation. Results from this study reveal that the existing MSW management methods used in both countries cause severe environmental damages. However, the situation in India is slightly better as compared to Sri Lanka since 24% of its MSW is being composted. The implementation of landfill with landfill gas recovery for energy was identified as an important initial step to overcome the existing environmental impacts assessed. The results obtained revealed that implementation of such systems would help substantially to reduce global warming potential and abiotic resources depletion.

**Key words:** Municipal Solid Waste Management, Global Warming, Abiotic Resource Depletion, Life Cycle Assessment

## 1. Introduction

Many developing countries in Asia are facing severe problems to manage their municipal solid waste (MSW) with ever-increasing population, urbanization and lack of land for final disposal of their waste. Solid waste consists of a highly heterogeneous mass of discarded materials from the urban community as well as the more homogeneous accumulation of agricultural, industrial and mining wastes. However, in most developing countries in Asia, a major share of MSW is biodegradable in nature creating serious environmental pollution as a result of poor disposal methods.

Sri Lanka is an island located in the Indian Ocean with a total area of 65,525 km<sup>2</sup> and a population of 20.2 million people. At present, average solid waste generation in Sri Lanka is 6,500 tonnes per day. In 1999, the average MSW generation rate per capita was 0.89 kg per day and is expected to increase to 1.0 kg per day by 2025 [1].

India is the sixth largest country in the world, covering an area of 3.28 million square kilometers with an estimated population of 1.17 billion people as of 2009. In India, 48 million tonnes per year of MSW are generated which represent 6% of the total amount of MSW generated in Asia. Per capita waste generation rate in India is in the range 0.3-0.6 kg per day [2].

In both Sri Lanka and India, municipal bodies are responsible for solid waste management. They are mandated to remove and dispose MSW without causing nuisance to the public. However, most of the local authorities have failed to deliver the required level of waste management services [1, 3]. Due to a lack of land used for engineered landfills and lack of alternative treatment technologies, open dumping is practiced as the main disposal method in Sri Lanka without the minimally required lining and fencing [4]. In India, problems of MSW management are already acute in cities and towns as disposal facilities have not been able to keep pace with the quantum of wastes which are generated. Thus, the highest fraction of MSW generated in India is directly disposed on land in an unsatisfactory manner thereby causing a number of health and environmental problems, and aesthetic hazards [5]. Poor waste management systems coupled with tropical climate conditions result in increasing environmental burdens locally as well as at the regional and global

levels. To overcome these problems, sustainable solid waste management policies and strategies are crucial and local authorities in developing countries should urgently seek sound and safe technologies [1]. However, prior to making any decision on the MSW management options to be considered, an evaluation of the environmental burdens resulting from existing MSW management systems is to be performed to quantify the severity of those impacts. Results from this assessment for Sri Lanka and India would be very useful for information dissemination to all stakeholders of the waste management hierarchy and to identify appropriate environmentally sustainable alternative waste management options.

## 2. Methodology

In order to evaluate the existing situation of MSW management in Sri Lanka and India, a representative municipality was selected in each country. Life Cycle Assessment (LCA) was used as the tool to perform the environmental assessment of such MSW management systems.

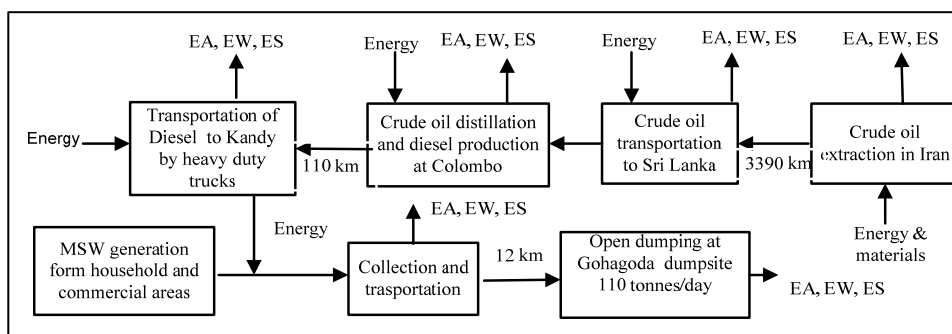
### 2.1 Evaluation of existing of MSW management system in Sri Lanka and India

Kandy municipal council was selected as the representative study location in Sri Lanka. Kandy is the Sri Lanka's hill capital, and also the capital of its Central Province. The composition of MSW in Kandy municipality [6] is similar to that of the average composition of Sri Lanka [7]. In addition, collection, transportation and final disposal are quite similar all over Sri Lanka. Kandy is the second largest city in Sri Lanka with 110,000 people living within the Municipality limit. At present, 110 tonnes per day of the MSW collected in the city are being dumped at the Gohagoda dumpsite, 3 km away from the Kandy city center.

For India, Kolkata Municipal Cooperation (KMC) was selected to represent the general situation of MSW management in India. Kolkata is one of largest metropolitan cities in India catering to a population of almost 6 million and covering an area of 187 km<sup>2</sup>. At present, Kolkata city generates approximately 2,946 tonnes per day of MSW and the per capita generation is ca. 0.63 kg per day. A mechanized composting plant of 700 tonnes per day capacity is operating at Dhapa. The remaining fraction of the waste stream is being open dumped at the Dhapa dumpsite located 10 km away from the collection points [8].

### 2.2 Application of LCA methodology

Greenhouse gas (GHG) emissions from MSW degradation process is recognized as an important environmental burden resulting from poor MSW disposal methods in Asian developing countries [9]. In addition, existing systems use considerable amount of fossil energy leading to depletion of abiotic resources [9]. Therefore, to assess the severity of those impacts, global warming potential and abiotic resources depletion potential are considered as the most relevant environmental indicators in this study. The standard Life Cycle Assessment (LCA) methodology based on ISO 14040 is used to quantify such impacts [10]. The scope of the study includes raw material extraction and production of energy carriers, MSW collection and transportation, and final disposal. In addition, the system expansion approach was used to account for useful co-products. For instance, to understand the benefits of compost production in KMC, credits were provided for the avoided environmental burdens from the potential displacement of chemical fertilizer production from virgin resources. The functional unit was defined as 1 tonne of MSW management under the existing situation. The system boundary for the existing MSW management methods in Sri Lanka and India are shown in Figures 1 and 2.



**Figure 1: System boundary for existing MSW management system in Kandy, Sri Lanka (EA- Emission to air, EW- emission to water, WS- Emission to soil)**

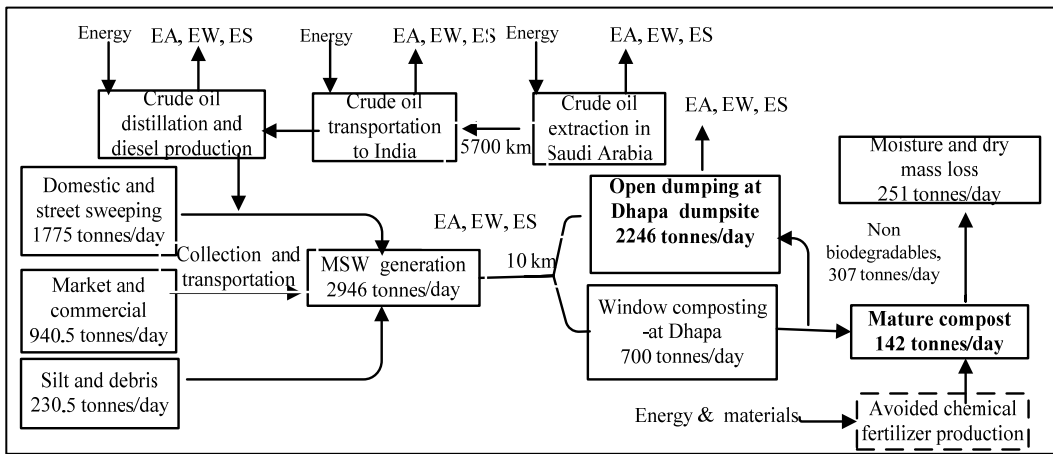


Figure 2: System boundary for existing MSW management system in KMC, India

### 3. Results and discussion

#### 3.1 MSW characteristics of Sri Lanka and India

Global warming potential from open dumping is highly dependent on the physical characteristics of MSW. The physical composition of MSW in the selected municipalities was considered as shown in Figures 3 and 4. Based on the composition of MSW in Sri Lanka [6] and India [8], it is observed that the biodegradable fraction represents a major share of the MSW composition at 87% and 61% respectively. In addition, MSW in both countries is characterized by high moisture content in the range 45- 65% [8]. These factors provide favorable conditions to enhance the potential of methane production.

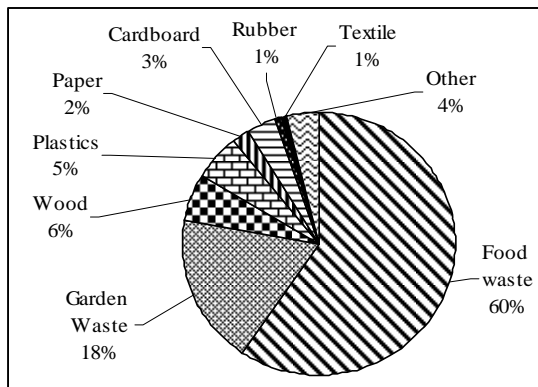


Figure 3: MSW composition- Kandy – Sri Lanka

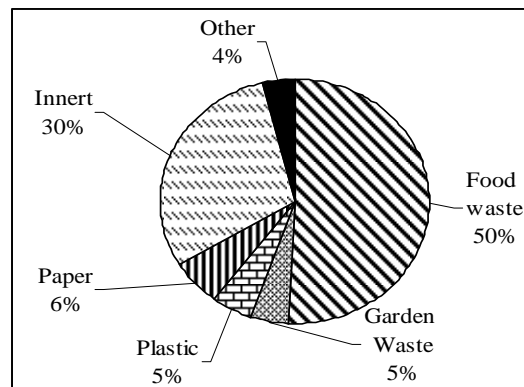


Figure 4: MSW composition- KMC- India

#### 3.2 Environmental impacts assessment of MSW management in Sri Lanka and India

##### 3.2.1 Global warming potential (GWP)

The major GHGs emitted from the MSW management systems considered in this study are carbon dioxide ( $\text{CO}_2$ ), methane ( $\text{CH}_4$ ) and nitrous oxide ( $\text{N}_2\text{O}$ ). The impacts of GHGs are considered in terms of GWP over a 100 year-time horizon expressed in units of  $\text{CO}_2$  equivalent [11]. The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) waste model was used to estimate methane generation potential from dumpsites. It includes a First Order Decay (FOD) model and provides a time-dependent emission profile that reflects the true pattern of degradation process over a period of time. Based on the MSW characteristics and dumpsite conditions, calculated default values for Sri Lanka are  $\text{DOC}$ : -0.174, Fraction of  $\text{DOC}$  decomposing under anaerobic conditions,  $\text{DOC}_f$ : -0.5, Methane generation rate constant,  $k$ : -0.274 and Fraction of methane in landfill gases,  $F$ : -0.5. Those values for India are  $\text{DOC}$ : -0.109,  $\text{DOC}_f$ : -0.5,  $k$ : -0.214 and  $F$ : -0.5.

From the IPCC waste model it was found that methane emissions from open dumping occur over 35 to 40 years following waste disposal. Based on the derived default values for both locations, the estimated potential methane generation from one tonne of waste was estimated at 29 kg and 18 kg of  $\text{CH}_4$  in Sri Lanka and India respectively. Collection and transportation systems are responsible for emitting  $\text{CO}_2$  and  $\text{CO}$  from

fuel production and combustion during transportation. Moreover, GHG emissions from the compost production process in Dhapa were also accounted for. The estimated GWP from open dumping in both countries plus composting in India are shown in Figure 5. In comparison to impacts from final disposal, collection and transportation of MSW were found to contribute a minor share of the GWP with 0.8% and 1% for Sri Lanka and India respectively.

From Figure 5, it is observed that GWP from SWM in Sri Lanka is higher than that of India, which is mainly the result of the higher organic fraction of its waste (see Figures 3 and 4). It is also noticed that composting is characterized by a net negative global warming potential (-3kg of CO<sub>2</sub> equivalent per tonne of waste composted). This arises as a result of the corresponding amount of chemical fertilizer production that is avoided thanks to the compost production process (the average amounts of N, P<sub>2</sub>O<sub>5</sub> and K<sub>2</sub>O replaced by 1 tonne of compost are 7.1, 4.1 and 5.4 kg, respectively) [12]. It is noticed from Figure 5 that the compost production process enables reducing GWP by 24% as compared to open dumping only.

### 3.2.2 Abiotic resources depletion potential (ADP)

MSW management is associated with fossil energy consumption, especially for collection, transportation and operations. However, there is a possibility of reducing abiotic resources depletion using appropriate solid waste management technologies such as recycling and waste-to-energy treatment processes. Therefore, the ADP of existing MSW management systems in Sri Lanka and India were estimated. These are expressed in terms of grammes of antimony (Sb) equivalents.

Due to the inefficiencies of MSW collection and transportation systems in Sri Lanka and India, significant amount of fossil energy is being used. For instance, 1.5 L of diesel is required for transportation of one tonne of waste from collection points to dumpsite. Composting is also an energy demanding production process requiring 2L of diesel per tonne of organic waste. However, the composting production process can be credited based on the avoided amount of energy and materials that would otherwise be required for the production of a corresponding amount of chemical fertilizer. Therefore, as observed in Figure 6, the compost production process in India enables reducing ADP by 33% as compared to open dumping only. On the basis of one tonne of waste, the ADP of the MSW management system in India is lower than that of Sri Lanka due to the benefits provided by the composting process from avoided chemical fertilizer production.

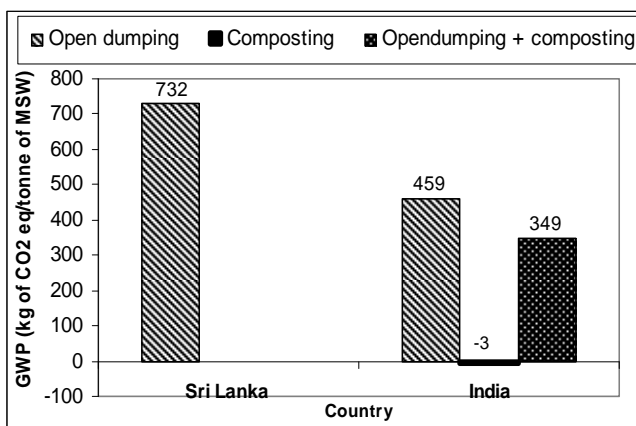


Figure 5: GWP of MSW management

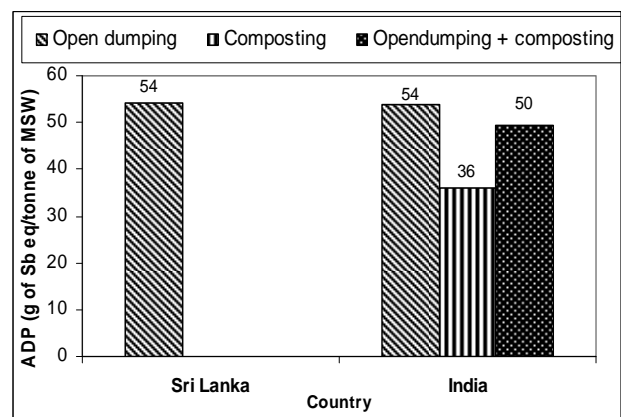


Figure 6: ADP of MSW management

### 3.3 Implementation of landfill gas to energy systems in Sri Lanka and India

As a possible option to enhance the environmental performance of MSW management in Sri Lanka and India, the promotion of landfill with landfill gas recovery system for energy was considered. The incorporation of a landfill gas collection system would enable to substantially reduce methane emissions and produce electricity from the collected gas. Assuming that the landfill gas collection system is efficient to recover 75% of the generated landfill gas using available technology, there is potential of generating 235 kWh and 147 kWh electricity per tonne of MSW landfilled in Sri Lanka and India respectively. Electricity production from landfill gas enables to provide benefits in terms of avoided GHG emissions and abiotic resources depletion that would have otherwise occurred from a corresponding amount of conventional (fossil based) electricity production. Such landfill gas to energy systems were found to contribute reducing GWP by 71% for the Sri Lankan case and 80% for the Indian case. Electricity production from landfill gas was also found to

contribute a substantial reduction in abiotic resources depletion by as much as 1077% for Sri Lanka and 641% for India.

#### **4. Conclusion**

Existing poor MSW management systems in Sri Lanka and India are responsible for serious environmental damages. According to the environmental evaluation performed in this study, it has been found that the composting system at KMC in India has contributed to reducing GWP and ADP by 24% and 33% respectively as compared to open dumping of MSW only. For both Sri Lanka and India, it was found that the introduction of a landfill technology with landfill gas recovery system for electricity production offers important potential of environmental performance improvement as compared to the existing situation. The results of this study are useful in setting a baseline against which environmental performance of alternative MSW management options can be assessed.

#### **5. Acknowledgement**

The authors gratefully acknowledge the Joint Graduate School of Energy and Environmental, Thailand for the financial support provided for this research.

#### **6. References**

- [1] C.K. Vidanaarachchi., S.T.S. Yuen and S. Pilapitiya. 2006. Municipal solid waste management in the Southern Province of Sri Lanka: Problems, issues and challenges. *Waste management*, 26; 920–930.
- [2] A.V. Shekdar, 2008. Sustainable solid waste management: An integrated approach for Asian countries, *Waste Management*, 29(4); 1438–1448.
- [3] A. Wel and V. Post. 2007. Solid Waste Management in Sri Lanka: Policy & Strategy. WASTE project report. Nieuwehaven 201, 2801 CW Gouda, The Netherlands.
- [4] E.G.W. Gunawardana., B.F.A. Basnayake., S. Shimada and T. Iwata. 2009. Influence of biological pre treatment of municipal solid waste on landfill behaviour in Sri Lanka. *Waste Management & Research*, 27(5); 456-462.
- [5] T. Hazra and S. Goel, 2009. Solid waste management in Kolkata, India: Practices and challenges. *Waste Management*, 29; 470–478.
- [6] S.N.M. Menikpura and B.F.A. Basnayake. 2009. New applications of ‘Hess Law’ and comparisons with models for determining calorific values of Municipal Solid Wastes in Sri Lankan context . *Renewable Energy*, 34; 1587–1594.
- [7] Database of Municipal SolidWaste in Sri Lanka. 2005. Ministry of environmental and natural resources, Pollution control division. Battaramulla, Sri Lanka.
- [8] S. Chattopadhyay., A. Dutta and S. Ray. 2009. Municipal solid waste management in Kolkata, India – A review . *Waste Management*, 29; 1449–1458.
- [9] U.N. Ngoc., H. Schnitzer. 2009. Sustainable solutions for solid waste management in Southeast Asian countries. *Waste Management*, 29; 1982–1995.
- [10] J.B. Guinée, M. Gorée., R. Heijungs et al., 2001. Life Cycle Assessment - An Operational Guide to the ISO Standards. Ministry of Housing., Spatial Planning and the Environment (VROM), and Centre of Environmental Science, Leiden University (CML), The Netherlands.
- [11] IPCC. 2006. IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S, Buendia L, Miwa K, Ngara T and Tanabe K (eds). Published: IGES, Japan.
- [12] C. Liamsanguan and S.H. Gheewala. 2008. The holistic impact of integrated solid waste management on greenhouse gas emissions in Phuket. *Journal of Cleaner Production*, 16; 1865–1871.

## **Photokatalytische Wasserstofferzeugung: Effiziente auf Eisen basierende Wasser-Reduktions-Katalysatoren**

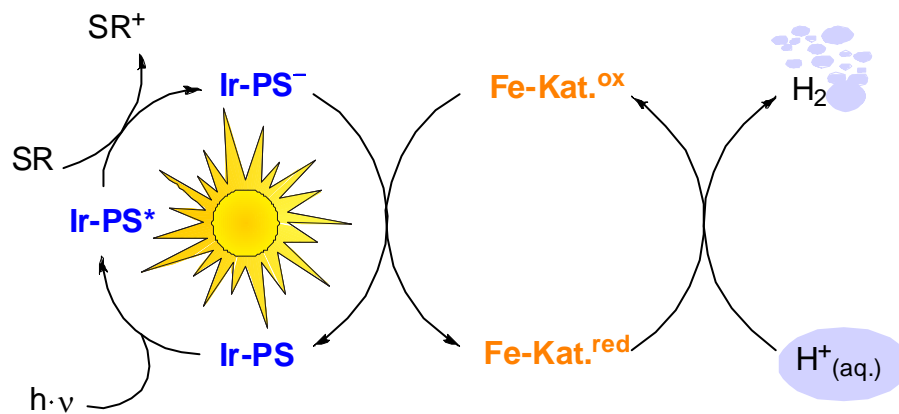
Sebastian Losse, Felix Gärtner, *Annette-Enrica Surkus, Albert Boddien, Henrik Junge und Matthias Beller*  
*Leibniz-Institut für Katalyse e.V. an der Universität Rostock*  
*Albert-Einstein-Str. 29a, 18059 Rostock.*

Wasserstoff wird als ein zukunftssträchtiger Energieträger, der effizient und ohne Emission in Brennstoffzellen genutzt werden kann, angesehen. Aktuell wird er größtenteils aus Erdöl produziert. Eine Chance und Herausforderung besteht darin, diesen Brennstoff durch die fast grenzenlos zur Verfügung stehende Sonnenenergie zu erzeugen. Das Ziel ist dabei die Nutzung von Wasser als Wasserstoffquelle.

Die Entdeckung des Honda Fujishima-Effekts 1972<sup>[1]</sup> trug dazu bei, weltweit das Interesse für neue wirtschaftliche Materialien für die photokatalytische Wasserspaltung in Wasserstoff und Sauerstoff zu wecken.<sup>[2]</sup> Bisher wurden hauptsächlich heterogene Halbleitersysteme für diese Reaktion genutzt, nur wenige homogene Katalysatoren sind beschrieben worden.<sup>[3]</sup> Der Gesamtprozess der photokatalytischen Wasserspaltung kann in die Teilreaktionen der Wasserreduktion und die Wasseroxidation separiert werden. Mit Hilfe von Elektronendonoren (engl. *sacrificial reductant*: SR) in der Wasserreduktion<sup>[4]</sup> bzw. Elektronenakzeptoren (Wasseroxidation) werden die Einzelreaktionen durch Opferreagenzien angetrieben. Im Falle der Wasseroxidation wurden in den meisten Fällen Cer(IV)-Reagenzien eingesetzt.<sup>[5]</sup> In der Wasserreduktion werden hauptsächlich Amine wie Triethanolamin (TEOA) oder Triethylamin (TEA) als Elektronendonoren verwendet.

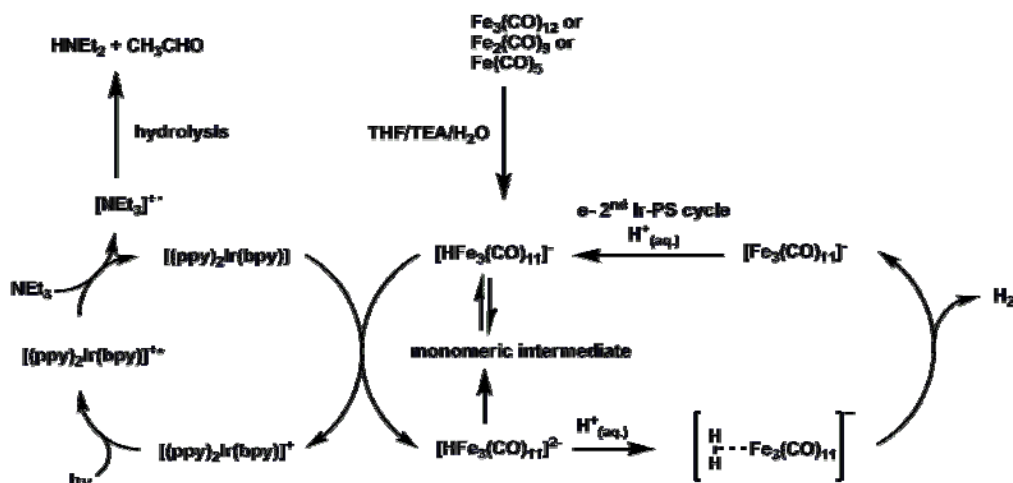
Durch den Einsatz von Photosensitizern (PS) und Wasserreduktionskatalysatoren (WRK) auf Edelmetallbasis konnte die lichtgetriebene Wasserstofferzeugung aus Wasser bereits gezeigt werden.<sup>[6]</sup> Die Wasserreduktionskaskaden arbeiten dabei nach dem Vorbild der Photosynthese. Es werden Reduktionsäquivalente durch Licht generiert und für Reduktionsprozesse bereitgestellt. Im Reaktionsgefäß wird in einer Wasserreduktionskaskade z.B. ein Iridium-Photosensitizer durch Licht angeregt. Der angeregte Zustand wird vom SR reduktiv gequencht, ein reduzierter PS gebildet. Dieser überträgt ein Elektron auf die WRK-Einheit, welche wiederum Protonen des Wassers zu Wasserstoff reduziert.





**Abb. 1.** Schematische Darstellung der lichtgetriebenen Wasserstoffherzeugung mit Iridium-Photosensitizer (Ir-PS), Elektronendonator (SR) und Eisen-Wasserreduktionskatalysator (Fe-Kat.).

Die Substitution katalytisch aktiver Systeme auf Basis von Edelmetallen durch Eisensysteme ist hierbei ein wichtiger Ansatzpunkt aktueller Forschungen.<sup>[7]</sup> Das von uns vorgestellte homogene System für die Protonenreduktion besteht aus einem Iridium-Photosensitizer ( $[\text{Ir}(\text{ppy})_2(\text{bpy})](\text{PF}_6)$ , ppy: Phenylpyridin) und einfachen, leicht verfügbaren und preiswerten Eisencarbonylen als Wasserreduktionskatalysatoren sowie Triethylamin als SR.<sup>[8]</sup>



**Abb. 2.** Angenommener Katalysezyklus und Zusammenspiel zwischen Ir-PS- und WRK-Einheit und deren Regeneration.

Das Katalysatorsystem wird durch Xe-Licht angetrieben, wahlweise mit UV-Anteil oder durch die Verwendung von Vorsatzfiltern ohne UV-Einstrahlung. Wir konnten zeigen, dass alle Einzelkomponenten für die Gesamtreaktion essentiell sind. Durch Lichtschaltexperimente wurde zudem die Abhängigkeit der Reaktion von der Lichteinstrahlung belegt. Die höchste Umsatzzahl (engl. *turn over number*: TON) für den Iridium-Photosensitizer lag bei 3000, für den Eisen-Wasserreduktionskatalysator wurde eine TON von 400 erzielt.

Die Arbeiten sind ein Teil des Light2Hydrogen Projektes des BMBF-Programms "Spitzenforschung & Innovation in den neuen Ländern".

- 
- [1] A. Fujishima, K. Honda, *Nature* **1972**, 238, 37-38.
- [2] aktuelle Übersichtsartikel über heterogene Halbleiter-Katalysatoren: a) A.Kudo, Y. Miseki, *Chem. Soc. Rev.* **2009**, 38, 253-278; b) F. E. Osterloh, *Chem. Mater.* **2008**, 20, 35-54.
- [3] a) H. Kunkely, A. Vogler, *Angew. Chem.* **2009**, 121, 1713-1715; *Angew. Chem. Int. Ed.* **2009**, 48, 1685-1687; b) S. W. Kohl, L. Weiner, L. Schwartsburd, L. Konstantinovski, L. J. W. Shimon, Y. Ben-David, M. A. Iron, D. Milstein, *Science* **2009**, 324, 74-77.
- [4] Übersichtsartikel über homogene Wasserreduktionskaskaden: a) M. Wang, Y. Na, M. Gorlov, L. Sun, *Dalton Trans.* **2009**, 6458-6467; b) L. L. Tinker, N. D. McDaniel, S. Bernhard, *J. Mater. Chem.* **2009**, 19, 3328-3337.
- [5] X. Sala, I. Romero, M. Rodríguez, L. Escriche, A. Llobet, *Angew. Chem.* **2009**, 121, 2882-2893; *Angew. Chem. Int. Ed.* **2009**, 48, 2842-2852.
- [6] a) M. Kirch, J.-M. Lehn, J.-P. Sauvage, *Helv. Chim. Acta*, **1979**, 62, 1345-1384; b) A. Moradpour, P. Keller, H. Kagan, *Nouv. J. Chim.* **1978**, 2, 547-549; c) K. Kalyanasundaram, J. Kiwi, M. Grätzel, *Helv. Chim. Acta*, **1978**, 61, 2720-2730; d) C. V. Krishnan, N. Sutin, *J. Am. Chem. Soc.* **1981**, 103, 2141-2142.
- [7] a) S. Enthaler, K. Junge, M. Beller, in *Iron Catalysis in Organic Chemistry*, (Eds: B. Plietker), WILEY-VCH, Weinheim, **2008**, pp.125-142; b) S. Enthaler, K. Junge, M. Beller, *Angew. Chem. Int. Ed.* **2008**, 47, 3317-3321; *Angew. Chem.* **2008**, 120, 3363-3367.
- [8] F. Gärtner, B. Sundararaju, A.-E. Surkus, A. Boddien, B. Loges, H. Junge, P. H. Dixneuf, M. Beller, *Angew. Chem.* **2009**, 121, 10147-10150.

# **Kleine Parabolrinnenkraftwerke - Technologie von heute und Ausblicke**

Joachim Krüger

*Solarlite GmbH Schloss Duckwitz D – 17179 Duckwitz*

## **Schlüsselwörter:**

Solarthermie, Concentrated Solar Power, Kraftwerk, Energieproduktion, Kraft-Wärme-Kopplung, Parabolrinnen, Parabolrinnenkollektor, Direktverdampfung, Solarlite

## **Zusammenfassung**

Eine Energie, die klimaschonend, in ausreichender Menge vorhanden und bezahlbar ist. Das ist die Vision von Solarlite. Die Sonne ist die größte unerschöpfliche Energiequelle und Solarthermie ein effizienter Weg, die Sonnenenergie für die Deckung des weltweiten Energiebedarfs zu nutzen. Solarthermische Kraftwerke könnten schon im Jahr 2050 mehr als 25 % des weltweiten Energiebedarfs decken (Greenpeace). Parabolrinnen-Kraftwerke mit einer Leistung ab 20 MWe sind bereits weltweit erprobt und etabliert. Diese erfordern aber einen langwierigen Planungsprozess und haben einen hohen Finanzierungsbedarf. Für kleinere Parabolrinnen-Kraftwerke besteht weltweit ein großes Potenzial. Die Vorteile liegen insbesondere in der Speichermöglichkeit der Energie, der Möglichkeit der Kraft-Wärmekopplung, das breite Spektrum der Anwendungen für industrielle Prozesse, der Inselfähigkeit und der einfachen Betriebsführung.

## **Die Technologie**

Solarthermische Kraftwerke sind die Zukunft der Energieversorgung. Eine Studie von Greenpeace aus dem Jahr 2009 belegt, dass bereits 2030 7 % des weltweiten Energiebedarfs durch Solarthermie gedeckt werden kann. Die Technologie ist auf dem Vormarsch. Bereits in den 80er Jahren gab es Entwicklungen bzw. Forschungsbestrebungen in den USA, die aber wieder eingestellt und erst in den vergangenen Jahren fortgesetzt wurden.

Solarthermische Kraftwerke erreichen hohe Wirkungsgrade und sind eine sehr klima – und ressourcenschonende Form der Energieproduktion. Sie sind allerdings nur in sonnenreichen Regionen wirtschaftlich einsetzbar.

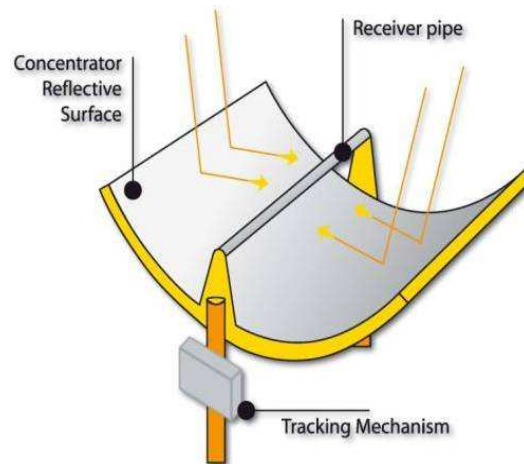
In einem konventionellen Kraftwerk wird durch Verbrennung von Stoffen wie Kohle oder Öl Dampf erzeugt. Unter einem sehr hohen Druck treibt dieser Dampf Turbinen an, die an Stromgeneratoren gekoppelt sind. Dann wird der Dampf zu Wasser kondensiert und dem Dampferzeuger wieder zugeführt. Die üblichen Bestandteile oder Komponenten eines Kraftwerks sind eine Dampfturbine, ein Generator und ein Kondensator.

Der Vorteil solarthermischer Kraftwerke besteht darin, dass Energie in Form von Wärme bereits vorliegt. Anders als bei anderen erneuerbaren Energien wie Wind oder Photovoltaik können viele Stunden ohne direkte Sonneneinstrahlung überbrückt werden, wenn Speichertechnologie zum Einsatz kommt. Derzeit ist der Einsatz von Wärmespeichern für kleinere solarthermische Kraftwerke noch nicht wirtschaftlich. Vereinfacht lässt sich die Funktionsweise wie folgt beschreiben: Parabolspiegel bündeln das Sonnenlicht auf ein Absorberrohr, das sich in der

Brennlinie befindet. Die Sonne wird in Wärme umgesetzt und an das Wärmeträgermedium abgegeben. Dabei werden hohe Temperaturen zwischen 350 und 550 °C erreicht. Das Wärmeträgermedium durchläuft Wärmetauscher und erzeugt Dampf, der wie in einem herkömmlichen Kraftwerk über eine Turbine und einen Generator Strom produziert. Schwankende Sonneneinstrahlung kann durch einen Wärmespeicher, durch Kraft-Wärme-Kopplung mit zum Beispiel Biomasse oder fossilen Energieträgern ausgeglichen werden und so eine ganzjährige Energieversorgung garantieren. Es gibt vier verschiedene CSP- Technologien:

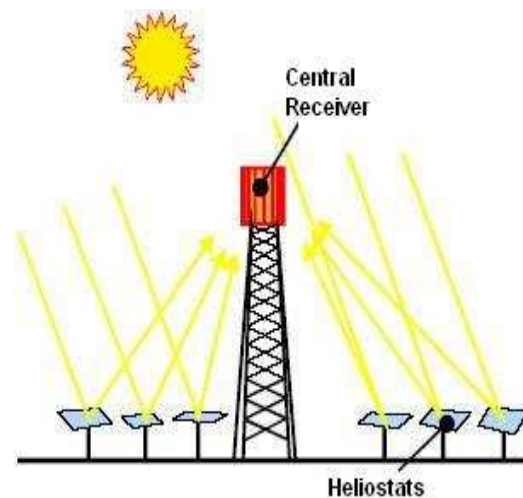
### Parabolrinnen -Technologie

- \_Größen bis 250 MWe sind möglich
- \_erprobte und verbreitetste CSP- Technologie
- \_Erfahrungen im Betrieb seit 1984
- \_bevorzugte und wirtschaftlichste Technologie
- \_weitere Kraftwerksbauten sind geplant
- \_Guter optischer Wirkungsgrad aufgrund der Nachführung um eine Achse
- \_linienfokussierend



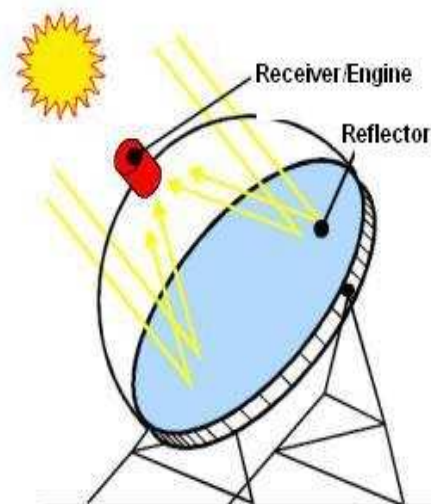
### Central Receiver System (Turmkraftwerke)

- \_Größen zwischen 10 und 100 MWe
- \_erste Demonstrationsanlagen in den 80er
- \_erstes kommerzielles Kraftwerk mit einer Leistung von 10 MWe in Kalifornien
- \_weitere Anlagen sind in den USA geplant
- \_Temperaturen bis zu 1000 °C sind möglich
- \_Aufgrund der hohen Temperaturen sind effizientere Turbinen möglich
- \_Punktfokussierend



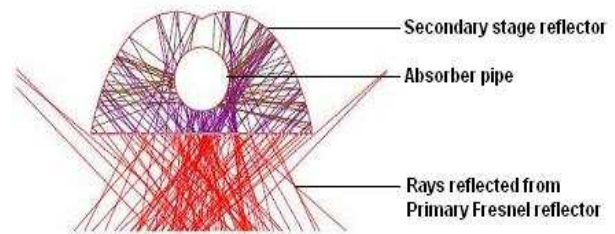
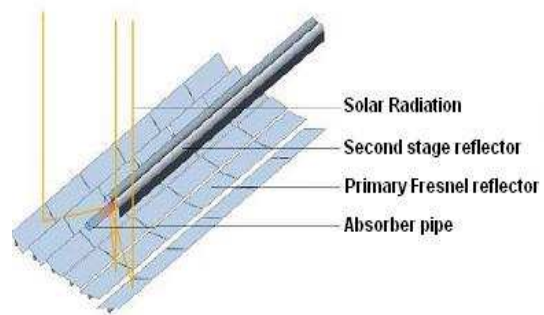
### Solar Dish Paraboloid - Technologie

- \_erreicht die höchsten optischen Wirkungsgrade
- \_punktfokussierend
- \_mit zunehmender Größe der Anlage wird die Ausrichtung der Spiegel technisch problematisch
- \_erreicht die höchsten optischen Wirkungsgrade
- \_eignen sich für dezentrale Lösungen



## Fresnel - Technologie

- \_linienfokussierend
- \_Direktverdampfung von Wasser
- \_geringere Wirkungsgrade
- \_einfachere und damit günstigere Kollektoren
- \_leichte Bauweise
- \_einfache Sonnennachführung
- \_Temperaturen über 400 °C sind möglich
- \_die Technologie ist noch relativ jung



Bildquelle: Solarpaces

## Parabolrinnenkraftwerke

Solarthermische Kraftwerke auf der Basis von Parabolrinnenkollektoren verfügen über eine ausgereifte Technologie und haben sich bereits im Betrieb und in zuverlässiger Energieproduktion bewährt. In der Zeit von 1984 bis 1991 wurden neun Kraftwerke mit jeweils einer Leistung von 14 bis zu 80 MWe. dieser Technologie in Kalifornien gebaut. Laut den Recherchen des Solarlinstitut Jülich (02.2010) befinden sich momentan 29 Solarthermische Kraftwerke mit einer Leistung von 0,8 GW in Bau weitere 180 Projekte mit einer Leistung von insgesamt 15,7 GW befinden sich in der Planung. 85 % der Anlagen sollen bis 2014 in Betrieb gehen, weitere 15 % bis 2020. 55 % davon sind Parabolrinnen-Kraftwerke.

Parabolrinnen-Kraftwerke stellen derzeit mit Stromgestehungskosten von bis zu 12 ct/kWh die kostengünstigste Möglichkeit der solaren Stromerzeugung dar. Trotzdem wird eine breite Marktakzeptanz in erster Linie durch die hohen Gesamtinvestitionskosten behindert. Oft können Projekte nur mit staatlicher Unterstützung wie zum Beispiel Einspeisegesetze umgesetzt werden. Deshalb sind für eine breite Markteinführung weitere Kostensenkungen erforderlich.

Um solarthermische Parabolrinnen Kraftwerke soweit zu entwickeln, dass sie wirtschaftlich interessant sind und sich am Markt und hier insbesondere in den sonnenreichen Gebieten durchsetzen, arbeiten die Unternehmen gerade auch in Deutschland an verschiedenen Möglichkeiten, den Gesamtwirkungsgrad der Anlagen zu erhöhen. (Der Wirkungsgrad ist die jährlich erzeugte elektrische Energie bezogen auf die Direktstrahlung. Um einen ausreichenden Wirkungsgrad zu erreichen, muss die konzentrierte Solarstrahlung sehr effizient in Wärme hoher Temperatur umgewandelt werden.)

Ein Weg zur Steigerung des Gesamtwirkungsgrades ist die Erhöhung der Betriebstemperatur. Kostensenkungen zwischen 10 und 25 % lassen sich so realisieren und zusätzlich kann die Stromausbeute deutlich erhöht werden.

Parabolrinnen-Kollektoren können Temperaturen von bis zu 550°C erzielen und damit eine Dampfturbine optimal antreiben. Begrenzt wird die Höhe der Betriebstemperatur unter anderem durch das Wärmeträgermedium wie zum Beispiel Thermalöl, das maximal 395 °C erreichen kann. Gerade für Länder mit einer sehr hohen Sonneneinstrahlung bietet sich der Einsatz von Wasser als Wärmeträger an. Die Solarlite GmbH ist das erste Unternehmen, das ein kommerzielles solarthermisches Kraftwerk auf der Basis der Direktverdampfung baut. Die Anlage mit einer Leistung von 5 MWe entsteht in Kanchanaburi nördlich von Thailands Hauptstadt Bangkok und soll Anfang 2011 in Betrieb gehen.

Die Direktverdampfung hat gegenüber anderen Wärmeträgern, wie Thermalöl oder Flüssigsalz einige wesentliche Vorteile.

Mit der Direktverdampfung lassen sich höhere Betriebstemperaturen erzielen. Die Gesamtinvestitionskosten können deutlich gesenkt werden, da das teure Thermalöl und dazugehörige Komponenten (Wärmetauscher) eingespart werden. Die Technologie ist klimaschonender und umweltschonender, da kein toxisches Öl eingesetzt werden muss. Eine weitere Innovation ist die Verwendung von Glasfaserkunststoff- Komposit Material für die Produktion der Parabolkollektoren. Solarlite SL 4600 ist ein hocheffizienter Parabolrinnenkollektor für den Betrieb bis zu 400 °C. Der Kollektor mit einer Apertur von 4,60 m besteht aus präzise geformten Parabolrinnen aus GFK Kompositmaterial, auf die ein Dünnschichtspiegel verklebt ist. Dieser reflektiert mehr als 95 % der Sonnenstrahlen auf das Absorber-Rohr, das sich in der Brennlinie befindet.

Das Glasfaser Komposit Material bringt hervorragende Eigenschaften mit: es ist leicht, witterungsbeständig, verfügt über die notwendige Steifigkeit. Durch diese Materialeigenschaften eignet sich der SL 4600 für eine Massenproduktion und kann unabhängig vom Kraftwerkstandort produziert werden. Vorteile ergeben sich ebenfalls im Betrieb und in der Wartung. Mit diesen Neuerungen hat sich die Solarlite GmbH erfolgreich in einem Nischenmarkt der kleinen und mittleren Größen von solarthermischen Parabolrinnenkraftwerken etabliert und verfügt über eine Reihe wesentlicher Alleinstellungsmerkmale.

Diese sind: kleine und mittlere Kraftwerksgrößen von 500 kWe bis zu 30 MWe; Marktführerschaft in Südost-Asien, alleiniger kommerzieller Anbieter der Direktverdampfung, Kostenvorteile durch die Verwendung neuer Materialien für die Produktion der Parabolrinnen-Kollektoren. Aufgrund der neuartigen Beschaffenheit und Konstruktion der Kollektoren eignet sich dieser für eine Massenfertigung und eine dezentrale Bauweise wird möglich.

Die Möglichkeit der Anbindung fossiler oder anderer erneuerbarer Energien wie Wind, Biomasse oder Geothermie macht das Solarlite Konzept flexibel und auch für kleinere Kraftwerksgrößen wirtschaftlich interessant. Dazu kommt die Vielseitigkeit der Anwendung, die sich durch die Kraft-Wärme-Kopplung ergeben, wie Prozesswärme, Absorptionskälte, Meerwasserentsalzung und

Energieproduktion. Die Technologie lässt sich deshalb hervorragend für industrielle Prozesse nutzen.

Die Solarlite GmbH hat durch die Weiterentwicklung der Parabolrinnen-Technologie und der Direktverdampfung von Wasser/Dampf als Wärmeträger, kleine und mittlere Parabolrinnen-Kraftwerke wirtschaftlich interessanter gemacht.

Innerhalb der Branche gibt es weitere Ansätze zur Optimierung des Wirkungsgrades eines solarthermischen Kraftwerkes. Besonders Unternehmen, die sich für Salzlösung als Wärmeträger entscheiden, setzen auf die Entwicklung thermischer Energiespeicher. Mit einer verbesserten Energiespeicherlösung ist eine höhere Ausnutzung des Kraftwerkes und somit eine Steigerung der Stromausbeute möglich. Eine weitere Option ist die Verwendung neuartiger Materialien für die Kollektoren-Herstellung mit dem Ziel der Kostenreduzierung aber auch den Wirkungsgrad zu erhöhen. Die Herausforderung der Zukunft heißt Standardisierung und Massenfertigung. Das Vorantreiben der technologischen Entwicklung und Innovationsforschung ist für die Solarlite GmbH der bedeutendste Faktor, um im wachsenden Markt der solarthermischen Kraftwerke langfristig bestehen zu können. Deshalb will das Unternehmen auch zukünftig weitere Neuerungen in den Markt bringen: Die Schwerpunkte hat das Unternehmen bereits definiert:

1. Entwicklung eines Verfahrens inklusive des Produktionsprozesses und notwendiger Maschinen zur Massenproduktion von Kunststoff –Parabolrinnenkollektoren in Verbundtechnik mit dem Ziel der Automatisierung.
2. Entwicklung einer Speichertechnologie, die es erlaubt unter Verwendung der gleichen Turbine Hochtemperaturen aus thermischer Solarenergie über Stunden zu konservieren und der Turbine wieder zu zuführen. Dies soll unter Anwendung eines Phasenwechsels erfolgen.
3. Receiver-Entwicklung für solarthermische Kraftwerke unter Verwendung neuer Beschichtungs- und Absorptionsmaterialien sowie die Verbesserung des Designs

Eine breite Marktakzeptanz von solarthermischen Kraftwerken erfordert weitere Kostenreduzierungen. Dazu gehört in die Weiterentwicklung der Technologie zu investieren, weiter Kooperationen mit Forschungsinstitutionen voran zu treiben. Ein anderer Aspekt ist, die Akzeptanz und die Bedeutung dieser Branche durch Information und Lobbyarbeit weiter zu stärken. Das Ziel muss sein, dass Zukunftsenergien wie die Solarthermie weiter durch Einspeisevergütungen und andere politische Rahmenbedingungen für Betreiber wie auch Investoren an Attraktivität gewinnen.

# Wasserstoff

## Eine Option für die langfristige Speicherung von Windenergie

Dr.-Ing. M. Kleimaier

*Mitglied der Task Force „Energiespeicher“ der Energietechnischen Gesellschaft im VDE  
Tuchmachersteig 10, D-45239 Essen, martin.kleimaier@t-online.de*

**Schlüsselwörter:** Wasserstoff, Energiespeicher, Pumpspeicher, CAES, Windenergie

**Zusammenfassung:** Der weitere Ausbau der Stromerzeugung auf Basis der fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Sonneneinstrahlung wird zukünftig riesige Speicherkapazitäten benötigen. Obwohl sich große Wasserspeicher in alpinen Regionen hierfür sehr gut eignen würden, kommen neue Wasserspeicher aus Gründen der begrenzten Möglichkeiten, insbesondere aber durch die fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung, hierfür kaum noch in Frage. Druckluftspeicher wären prinzipiell ebenfalls möglich, würden aber wegen der geringen Energiedichte riesige Speichervolumina benötigen. Als mögliche Option zeichnet sich daher Wasserstoff ab - unter Druck gespeichert in unterirdisch angelegten Salzkavernen - der aufgrund seiner relativ hohen Energiedichte das Potential hat, auch die Speicherung sehr große Energiemengen zu ermöglichen, wie sie z.B. zur Überbrückung längerer Windflauten erforderlich wären. Die verschiedenen Speichertechnologien werden verglichen und die Wirtschaftlichkeit bei verschiedenen Speicherszenarien betrachtet.

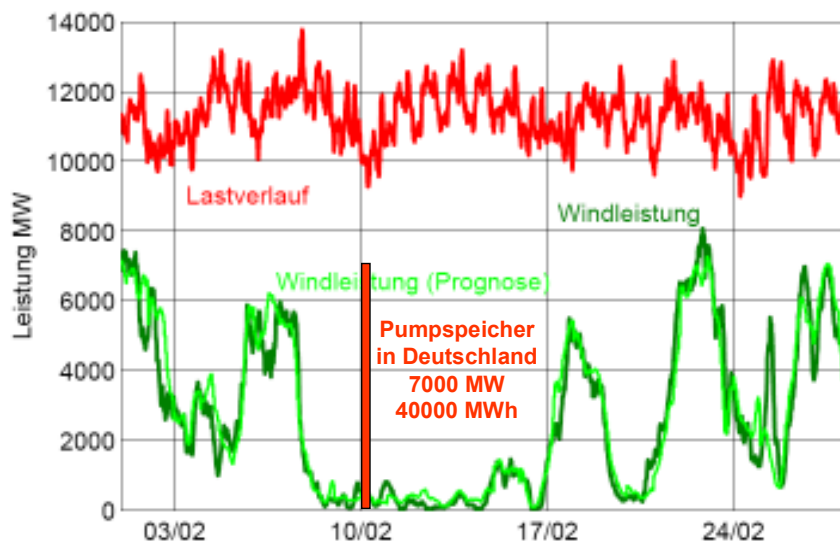
### 1 Einleitung

Das erklärte Ziel der EU ist eine Steigerung des Anteils an Erneuerbaren Energien am Gesamtprimärenergiebedarf auf 20 % bis zum Jahr 2020. Um dieses Ziel in Deutschland erreichen zu können wird davon ausgegangen, dass der Anteil der Erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung auf etwa 30 % gesteigert werden muss. Mittelfristig sieht das neue Energiekonzept der Bundesregierung eine Steigerung auf 50 % und langfristig sogar auf 80 % vor. Derzeit (Zahlenwerte für 2009) beträgt dieser Anteil erst etwa 16 %, so dass also schon bis 2020 quasi eine Verdopplung erreicht werden müsste. Der Strom aus erneuerbaren Energien stammt heute zu etwa 20 % aus Wasserkraft, 40 % aus Windenergie, 27 % aus Biomasse und knapp 7 % aus Solarenergie. In den letzten Jahren ist insbesondere bei der Windkraft stark ausgebaut worden und hat Mitte 2010 bereits eine installierte Leistung von über 25.000 MW erreicht; neue Standorte sind daher heute nicht mehr so leicht zu finden. Die Photovoltaik hat seit 2008 bei der jährlich installierten Leistung den Anteil der Windkraft deutlich überholt. Insgesamt dürfte daher bei PV im 1. Halbjahr 2010 eine installierte Leistung von 10.000 MW überschritten worden sein – Tendenz weiter stark steigend. Hinsichtlich der erzeugten elektrischen Energie ist allerdings zu beachten, dass PV-Anlagen - aufgrund von weniger als etwa halb so vieler Vollastbenutzungsstunden - gegenüber Windenergie spezifisch entsprechend weniger Strom produzieren können. Bereits heute kommt es aber schon zu Situationen, bei denen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen - insbesondere Wind - den Bedarf im Netz übersteigt. Dies ist derzeit noch selten und regional begrenzt. Die Betreiber der Windenergieanlagen (WEA) klagen jedoch schon jetzt immer häufiger über Leistungsbeschränkungen während Starkwindphasen. Selbst unter Berücksichtigung einer höheren Energieausbeute bei den geplanten Offshore-Anlagen, bedeutet die Zielerreichung bis 2020 mindestens eine Verdopplung bis Verdreifachung der heute schon installierten Leistung bei der Windenergie. Bei flächendeckend starkem Wind könnte man dann allein mit dieser Leistung fast schon die Lastspitze in Deutschland abdecken, wobei die Leistung aus PV-Anlagen zusätzlich einen ähnlich hohen Beitrag liefern könnte. Damit ist das Ende des Ausbaus der erneuerbaren Energien aber noch lange nicht erreicht, insbesondere wenn man das Langfristziel des Energiekonzepts der Bundesregierung mit einem Anteil von 80 % Erneuerbaren Energien realisieren will.



## 2 Energiespeicherbedarf

Selbst bei großer Bereitschaft, das Verbrauchsverhalten an das natürliche, fluktuierende Energieangebot anzupassen, wird ein noch zu implementierendes Lastmanagement in Zukunft nicht ausreichen, um die täglichen Schwankungen - und bei Wind auch die teilweise längerfristigen Nichtverfügbarkeiten von bis zu etwa 2 Wochen (s. Bild 1) – auszugleichen. Auch bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist nur in seltenen Fällen eine zeitliche Übereinstimmung von Strom- und Wärmebedarf gegeben. Es ist daher damit zu rechnen, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und KWK-Anlagen insbesondere bei geringer Netzlast zeitweise gedrosselt werden müsste, um die Stabilität der Netze zu gewährleisten. Eine stärkere Einschränkung dieser umweltfreundlichen Stromerzeugung kann jedoch auf Dauer weder ökologisch noch volkswirtschaftlich sinnvoll sein. Deshalb sind neben einem adäquaten Netzausbau auch ausreichende Speicherkapazitäten notwendig, die in allen Zeitbereichen von Sekunden bis zu Wochen den Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf übernehmen können, um so das vorhandene Potential der erneuerbaren Energien möglichst vollständig zu nutzen. Die Möglichkeiten verschiedener Speichertechnologien sind in einer VDE-Studie /1/ untersucht worden. Neben unterschiedlichen Technologien für stationäre Speicher in den verschiedenen Netzebenen wurden auch die Möglichkeiten betrachtet, die sich zukünftig bei einer größeren Marktdurchdringung mit Elektrofahrzeugen durch diese mobilen Speicher ergeben könnten. Der vorliegende Beitrag beschränkt sich jedoch auf den Vergleich von Großspeichern für die Verbundnetzebene.



**Bild 1:** Beispiel für den Verlauf von Windenergieeinspeisung und Last in einer Regelzone

## 3 Speichertechnologien

### 3.1 Pumpspeicher

Seit langem werden Pumpspeicherkraftwerke neben der Bereitstellung von Spitzenlast auch für die Netzregelung (Sekundärregelung und Minutenreserve) eingesetzt. Die in Deutschland vorhandenen Speicher (insgesamt etwa 7.000 MW mit einer Kapazität von etwa 40.000 MWh, je nach Anlage ausgelegt für eine Nutzungsdauer von 4 bis 8 Stunden) reichen aber bei weitem nicht aus, um ausschließlich hiermit die Fluktuationen auszugleichen. Allein in einer der vier deutschen Regelzonen würde hierfür bereits heute die gesamte Speicherleistung benötigt, allerdings nicht nur für wenige

Stunden sondern für etwa 2 Wochen (Bild 1). Es werden in Zukunft also sehr große Speicherkapazitäten erforderlich sein, um einen zeitlichen Energietransfer aus angebotsstarken Zeiten in angebotsschwache und gleichzeitig nachfragestarke Zeiten zu ermöglichen. Die geographische Begrenztheit der Standorte für neue Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland und deren mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung erfordern jedoch neue Lösungsansätze. Große Speicherseen (Saisonspeicher) befinden sich insbesondere in den alpinen Regionen der Nachbarländer Österreich, Schweiz und Frankreich sowie in Norwegen und Schweden. Allerdings sind die dort die Pumpspeicherkapazitäten – wenn überhaupt vorhanden – auch nur auf wenige Stunden begrenzt. Dies gilt in der Regel auch für eventuell mögliche Nachrüstungen. Die genannten Standorte sind zudem sehr weit entfernt von Gebieten mit hohem Windenergiepotenzial, insbesondere von zukünftigen Off-Shore Windparks. Freie Übertragungskapazitäten in der erforderlichen Größenordnung sind in den Netzen derzeit jedoch nicht vorhanden und Genehmigungsverfahren für neue Leitungsprojekte gestalten sich zunehmend schwieriger.

### **3.2 Druckluftspeicherkraftwerke**

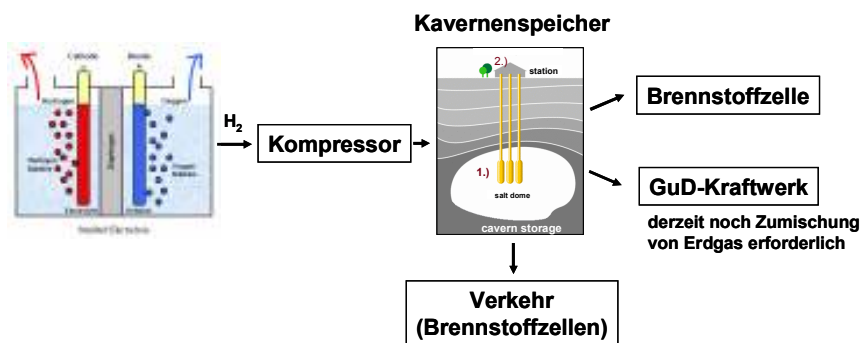
Druckluftspeicherkraftwerke - oft auch als CAES-Kraftwerke bezeichnet (CAES – Compressed Air Energy Storage) - arbeiten in einem Leistungsbereich und mit Betriebscharakteristiken, die Pumpspeicherkraftwerken ähnlich sind. Entsprechend sind auch die Zielanwendungen dieser Speichertechnologie ähnlich. Die realisierbaren Speicherkapazitäten reichen also nur für Entladedauern im Bereich von wenigen Stunden aus. Derzeit werden aufgrund des besseren Wirkungsgrades sog. „adiabate“ CAES (mit separatem Wärmespeicher) favorisiert. Das Nutzungspotenzial dieser Technik für die Langfristspeicherung – wesentlich mitbestimmt durch die benötigte große Speicherkapazität – ist aufgrund der geringen spezifische Energiedichte des Speichermediums und der damit verbundenen großen Zahl benötigter Kavernen, eher als begrenzt anzusehen.

### **3.3 Wasserstoff**

Aufgrund der relativ hohen Energiedichte bietet sich für die Speicherung großer Energiemengen insbesondere Wasserstoff an, unter Druck gespeichert ebenfalls in unterirdischen Salzkavernen. Aus vergleichbaren Kavernen lässt sich mit Wasserstoff etwa die 60-fache Nutz-Energiemenge (el. Energie) gegenüber CAES entnehmen. Eine spätere Nutzung heutiger Erdgaskavernen für die Speicherung von Wasserstoff erscheint mit gewissen Modifikationen grundsätzlich möglich.

Wasserstoff kann aus elektrischer Energie mit Hilfe von Elektrolyseuren erzeugt werden. Denkbar sind Hochdruck-Elektrolyseure, bei denen der Wasserstoff mit einem Druck von 5 MPa oder höher den Elektrolyseur verlässt, womit der Verdichtungsaufwand erheblich reduziert werden kann. Die Verdichtung auf den Kavernendruck von ca. 15 MPa und darüber kann mit konventionellen Verdichtern erreicht werden (Bild 2). Ein Handicap der Wasserstoffspeicherung ist der geringe Nutzungsgrad des Gesamtprozesses: legt man in erster Näherung für die Elektrolyse einen Wirkungsgrad von 65%, für die Verdichtung von 97% und für die Wiederverstromung in einem GuD-Kraftwerk von 60% zugrunde, so ergibt sich günstigstenfalls ein Gesamtwirkungsgrad von knapp 40%. Die Technologie - sowohl bei Elektrolyseuren als auch bei Wasserstoff-Gasturbinen - ist allerdings auch noch nicht im großtechnischen Maßstab ausgereift und die Entwicklungskosten werden daher als sehr hoch eingeschätzt.

Als eine weitere Option auf Basis von Wasserstoff wird derzeit auch die Methanisierung unter Verwendung von CO<sub>2</sub> diskutiert. Der Vorteil dieser Option wäre, dass man keine separaten Speicher wie bei Wasserstoff benötigen würde, sondern für Transport und Verteilung die bestehende Erdgas-Infrastruktur nutzen könnte. Der Nachteil wäre allerdings ein weiterer Energieverlust in der Methanisierungsreaktion. Würde die Rückverstromung in dezentralen und effizienten KWK-Anlagen und lokaler Nutzung der Wärme erfolgen, könne man zumindest einen Teil dieser Verluste wieder kompensieren.



**Bild 2:** Prinzipskizze der Wasserstoffherzeugung, Speicherung und Nutzung

#### 4 Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern

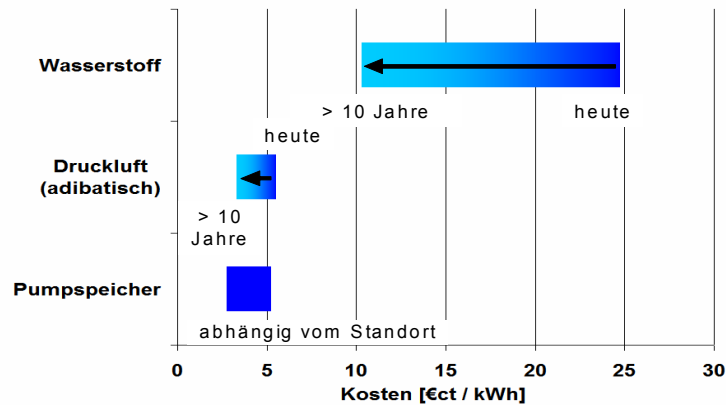
Die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Speicherprinzipien wird in der Studie anhand von typischen Szenarien (Lade- /Entladezyklen) miteinander verglichen. Die im Folgenden diskutierten Kosten sind die Einnahmen, die mit jeder ans Netz wieder abgegebenen kWh für den Bau, den Betrieb und die Finanzierung des Speichers verdient werden müssen, um einen kostendeckenden Betrieb zu erreichen. Zur Berechnung der Gesamtkosten der von Speichern gelieferten Energie, sind also noch die jeweiligen Einkaufskosten der Energie bei der Aufladung zu addieren. Der Vorteil dieser Systematik besteht darin, dass dadurch die unterschiedlichen Lebensdauern, Wirkungsgrade und zulässigen Entladetiefen auf einen einzigen monetären Wert abgebildet werden, der einen direkten Vergleich der Technologien ermöglicht.

Die Breite der Kostenbalken in den nachfolgenden Abbildungen stellt die Bandbreite dar, die sich aus dem "Stand der Technik" (hoher Wert) und den in den kommenden 5 bis 10 Jahren bei entsprechender Großserienproduktion erzielbaren Kosten (tiefer Wert) ergibt. Für etablierte Technologien ist die Bandbreite geringer als für neue noch nicht am Markt etablierte Technologien. Bei Pumpspeichern resultiert die relativ große Spreizung u.a. aus der Annahme unterschiedlicher geologischer Randbedingungen für den Bau der Speicherbecken.

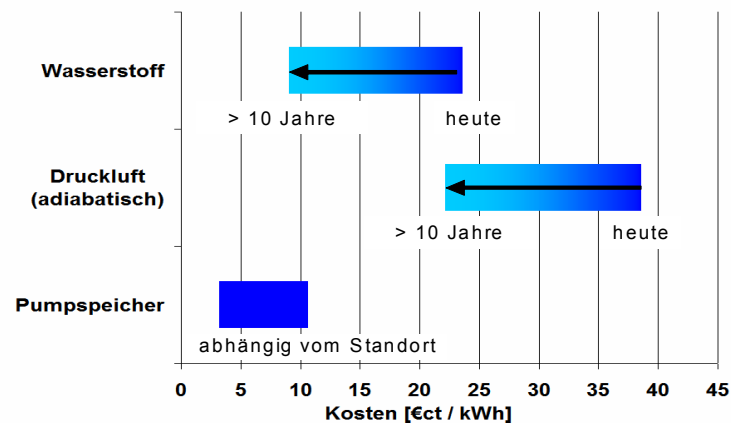
Der Referenzfall „Stundenspeicher“ (Bild 3) ist die klassische Anwendung und Auslegung großer Pumpspeicherkraftwerke mit täglicher Umwälzung des Energieinhalts. Adiabatische Druckluftspeicher sind von den Kosten her vergleichbar mit Pumpspeicherkraftwerken und können günstigstenfalls Werte von etwa 3 €/kWh erreichen. Damit sind CAES für diesen Referenzfall eine aussichtsreiche Option für den weiteren Ausbau in Deutschland. Wasserstoffspeichersysteme können betriebswirtschaftlich hier nicht mithalten, da durch den geringen Wirkungsgrad hohe Betriebskosten insbesondere zur Kompensation der Energieverluste anfallen.

Der Referenzfall „Wochenspeicher“ (Bild 4) repräsentiert einen Langzeitspeicher, dessen Energieinhalt für eine Entladedauer von etwa 8 Tagen ausreichend wäre und nur zweimal pro Monat umgewälzt wird. Aufgrund der seltenen Nutzung ergeben sich bei gleichzeitig hohen Investitionskosten für alle Speichertechnologien äußerst hohe Stromgestehungskosten. Pumpspeicherkraftwerke wären zwar prinzipiell die kostengünstigste Option, haben aber bei der hierfür erforderlichen Speichergröße in Deutschland praktisch kein Ausbaupotenzial. Die Wasserstoffspeicherung in Kavernen stellt daher noch die kostengünstigste in Deutschland realisierbare Option dar, wobei sich auch in Zukunft die Kosten kaum unter etwa 10 €/kWh senken lassen. Aufgrund der um fast zwei Größenordnungen höheren Energiespeicherdichte im Vergleich zu Druckluft, sind die kapazitätsspezifischen Kosten bei Wasserstoff deutlich günstiger. Auf diese Weise ließe sich auch eine begrenzte Kapazität an Kavernen effektiv ausnutzen.

Gegenüber den vorgestellten zentralen Speichertechnologien sind die spezifischen Speicherkosten in dezentralen Batteriespeichern bei allen betrachteten Szenarien deutlich höher; dies gilt auch unter Zugrundelegung von noch zu erwartenden erheblichen Kostensenkungspotenzialen bei diesen Technologien.



**Bild 3:** Vergleich der Vollkosten von Speichersystemen für Tagesspeicherung



**Bild 4:** Vergleich der Vollkosten von Speichersystemen für Wochenspeicherung

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Sinne einer umweltfreundlichen und volkswirtschaftlich tragbaren Lösung ist beim Ausbau der erneuerbaren Energien ein Optimum aus kostengünstiger Grundlastherzeugung, schnell regelbarer Kraftwerksleistung, Netzausbau, Lastmanagement und Speichereinsatz anzustreben. Dies kann nur in einem gesamteuropäischen Ansatz gelingen.

Bei der in Zukunft erforderlichen Langfristspeicherung können Wasserstoff-Systeme insbesondere in Deutschland eine wichtige Rolle übernehmen. Dabei sind auch Synergien die sich aus der Nutzung des Wasserstoffs zur saisonalen Speicherung elektrischer Energie und dessen Einsatz als alternativer Fahrzeugkraftstoff bei Hybridfahrzeugen mit Brennstoffzellen zu betrachten.

### Literatur

/1/ Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf

VDE-Studie, Dezember 2008

[www.vde.com/VDE/Fachgesellschaften/ETG](http://www.vde.com/VDE/Fachgesellschaften/ETG)

# STRATEGISCHE HANDLUNGSOPTIONEN FÜR ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN BEI ERNEUERBAREN ENERGIEN

P. Kemnitz

Lexington Consulting GmbH, Joachimstaler Str. 34, D-10719 Berlin, [kemnitz@lexington.de](mailto:kemnitz@lexington.de)

**Schlüsselwörter:** Strategie, Erneuerbare Energien, Energieversorgungsunternehmen, Stadtwerk, Handlungsoption, Trend, Energiewirtschaft

**Zusammenfassung:** Die Entwicklung bei Erneuerbaren Energien in Deutschland hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Zudem haben sich die Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft schrittweise auf europäischer und deutscher Ebene gewandelt. Auch in Zukunft ergeben sich neue Herausforderungen auf den Energiemärkten, denen die dort agierenden Energieversorgungsunternehmen mit entsprechenden Strategien begegnen müssen. Aus der unternehmerischen Perspektive stellt sich daher die Frage, welche Handlungsoptionen bei Erneuerbaren Energien bestehen. Anhand von vier ausgewählten Strategietypen werden dazu erste Ansätze aufgezeigt und die Relevanz von Erneuerbaren Energien für ein strategisches Gesamtkonzept herausgestellt.

**Abstract:** The development of renewables in Germany has increased substantially over the last few years. In addition, the framework conditions for the energy industry have changed gradually at the German and European level. Also in the future, new challenges will arise in energy markets, which the utility companies, who operate there, have to face with appropriate strategies. The question that arises from the entrepreneur's point of view is which courses of action exist for renewables. Based on four selected types of strategies first approaches will be shown and the relevance of renewables will be underlined for a strategic overall concept.

## 1. Ausgangslage Energiewirtschaft

Die Energiewirtschaft unterlag in den letzten zehn Jahren deutlichen Veränderungen: Die Liberalisierung der Energiemärkte hat eine Entwicklung der Privatisierung und Deregulierung in Verbindung mit der Entflechtung der Wertschöpfungskette angestoßen. Es kam zu einer Konsolidierungswelle unter Energieversorgungsunternehmen in Deutschland, welche sich auf europäischer Ebene fortführt. Diese veränderten und sich dynamisch weiterentwickelnden Rahmenbedingungen machen neue Strategien und angepasste strategische Ausrichtungen erforderlich.

Neben diese langfristigen Branchenentwicklungen treten Trends, die mitunter entlang der gesamten Wertschöpfungskette Auswirkungen zeigen. Sie sind dabei mehrdimensional geprägt. Sowohl wettbewerbliche, politische, ökologische und ökonomische als auch technologische Größen spielen eine Rolle. Ausgewählte Trends werden nachfolgend dargestellt:

- Die Anforderungen an neue fossile Kraftwerke zum zukünftigen wirtschaftlichen Einsatz steigen. Hierbei nimmt die verfügbare Leistung an Erneuerbaren Energien ebenso Einfluss auf den Betrieb fossiler Kraftwerke, wie auch die Verfügbarkeit von Brennstoffen sowie der Emissionszertifikatehandel und dessen Preisentwicklung.
- Die Marktkopplung auf europäischer Ebene wird weiter ausgebaut, so dass der grenzüberschreitende Handel zunimmt. Hierbei haben unter anderem die Preisdifferenzen auf den „regionalen“ Märkten, die zeitlich verfügbaren Strommengen und die verfügbaren Technolo-

gien (hohe Kapazitäten an Windkraft in Norddeutschland und Wasserkraftwerke in Skandinavien als Speicheroption) Auswirkungen.

- Die Vertriebsmargen insbesondere im Haushaltskundensegment sind eher gering oder unter Einbezug der Akquisitionskosten teilweise sogar negativ. Eine zunehmende Preisdifferenzierung durch unterschiedliche Ökostrom-Tarife und -Anbieter sowie eine Produktdifferenzierung zum Beispiel durch Energieeinspar- und Effizienzprodukte zeichnen sich ab.
- Hinzu kommt der politische Trend zur Rekommunalisierung im Zuge von auslaufenden Konzessionsverträgen bei Strom und Gas. Dieser steht oftmals in Verbindung mit der Absicht einer ortsnahen, dezentralen und ökologisch ausgerichteten Versorgungsstruktur.

Energieversorgungsunternehmen und darunter insbesondere auch Stadtwerke sehen sich durch diese Trends neuen Herausforderungen gegenüber. Es stellt sich somit die Frage, welche Handlungsoptionen im Zusammenhang mit der Entwicklung der Erneuerbaren Energien - meist auf regionaler Ebene - zur Verfügung stehen und wie daraus integrierte sowie nachhaltige Strategien zur Schaffung von Wettbewerbsvorteilen entwickelt werden können.

## **2. Ausgewählte Strategien von Energieversorgungsunternehmen bei Erneuerbaren Energien**

Wie bereits dargestellt, gewinnen Erneuerbare Energien zunehmend an Bedeutung für die Strategie von Energieversorgern. In diesem Zusammenhang müssen von den Entscheidungsträgern zentrale Fragen zur Bestimmung von Handlungsoptionen beantwortet werden: Welche Technologie ist vor Ort relevant und bietet ein sinnvolles Potenzial? Welcher Markt - regional, überregional oder im Ausland - soll bearbeitet werden? Welche Produkte und Dienstleistungen sollen sich an welche Kundensegmente richten? Soll die Strategie alleine oder in einem Kooperationsverbund - ggf. auf horizontaler oder vertikaler Ebene - umgesetzt werden?

Handlungsoptionen und letztlich auch Strategien sind anhand der aufgespannten Dimensionen auszugestalten. Exemplarisch dafür werden nachfolgend vier potenzielle Strategietypen bei Erneuerbaren Energien näher beschrieben und die Relevanz für ein integriertes strategisches Gesamtkonzept bei Energieversorgungsunternehmen herausgestellt.

### **2.1 Strategietyp 1: Virtuelles Kraftwerk**

Übergreifend über verschiedene Technologien von Erneuerbaren Energien bietet sich die Option zur Realisierung von virtuellen Kraftwerken. Hierbei können vorhandene und zukünftige kleinere, dezentrale Erzeugungsanlagen (Windkraft-, Wasserkraft-, Biomasse-, Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerke etc.) und gegebenenfalls Speicher an unterschiedlichen Standorten integriert werden. Mit entsprechenden Informations- und Kommunikationstechnologien werden die einzelnen Anlagen untereinander zu einem Gesamtsystem verknüpft. Die Diversität der Erzeugungstechnologien, deren jeweilige Verfügbarkeit und der Poolingeffekt von Leistung glättet eine potenzielle Fluktuation bei Erneuerbaren Energien und trägt somit zur Stabilität des Systems bei.

Vor allem für kommunale Versorgungsunternehmen, wie z. B. Stadtwerke, stellt dies eine Handlungsoption dar. Sie agieren überwiegend „vor Ort“ und haben somit die Chance auf regionale Einbindung eigener sowie Anlagen von Kunden, wie beispielsweise eine landwirtschaftliche Biogasanlage oder eine Photovoltaikanlage auf dem Dach eines Gewerbekunden.

Aus Sicht des Energieversorgers kann somit eine effizientere/bedarfsgerechte Beschaffung von Energiemengen erfolgen. Auch der Handel und die Bereitstellung von Minutenreserve kann verbessert werden. Zudem wird schrittweise die Technologiekompetenz innerhalb des virtuellen Kraft-

werksystems ausgebaut. Somit werden erste wichtige Erfahrungen für eine intelligente Steuerung von Erzeugung und Verbrauch gewonnen, die zukünftig die Basis für Wettbewerbsvorteile sein können.

## **2.2 Strategietyp 2: Selektiver Auslandsmarkteintritt**

Diese Strategie stellt einen Weg dar, um in ausgewählte Auslandsmärkte einzutreten. Der Fokus bei dieser Handlungsoption liegt auf einzelnen Technologien oder Projekten von Erneuerbaren Energien, die die jeweiligen klimatischen und geografischen Gegebenheiten eines Landes optimal nutzen können. Zum Beispiel bieten sich in einigen Auslandsmärkten attraktive unternehmerische Chancen bei Erneuerbaren Energien, wie z. B. in Südosteuropa die Nutzung von Wind- und Solarenergie. An diesen Standorten können ungenutzte Potenziale, zusätzliche Subventionen oder Vergütungen ähnlich der EEG-Einspeisevergütung realisiert werden.

In dem jeweiligen Land können die positiven Rahmenbedingungen für Investitionen in Erneuerbare Energien genutzt werden. Zu beachten ist hierbei die Frage nach möglichen Kooperationspartnern vor Ort, welcher bereits über Marktkenntnisse verfügt, Erfahrung beim Umgang mit Behörden und Verwaltung hat und mögliche Sprachbarrieren abbauen kann.

## **2.3 Strategietyp 3: Bereichsübergreifende Synergien**

Eine integrierte Strategie lässt sich hierzu vor allem aus Sicht eines horizontal integrierten Versorgungsunternehmens entwickeln. Für Stadtwerke besteht die Chance, bereichsübergreifende Synergien mit Aktivitäten aus den Geschäftsfeldern Entsorgung, Abfallwirtschaft, Straßenreinigung und Abwasser zu realisieren. Neben der Steigerung der internen (Kosten-)Effizienz besteht gleichzeitig Potenzial zur Senkung von CO<sub>2</sub>-Emissionen. Auch hier können Kooperationen zum Beispiel mit der Landwirtschaft, angegliederten städtischen Unternehmen oder Zweckverbänden sinnvolle Ergänzungen darstellen.

Ein Beispiel hierfür ist die Nutzung von Biomasse. Die Strategie kann sowohl kleinere Biogaskraftwerke als auch größere Biomasseheizkraftwerke umfassen und setzt bei der Herkunft der Biomasse an. So können beispielsweise biogene Abfälle, Holzabfälle, Grünschnitt oder Klärschlämme als eingesetzte „Rohstoffe“ in Frage kommen. Weitere Entsorgungsaufgaben können mit einer energetischen Verwertung verbunden werden.

## **2.4 Strategietyp 4: Akzeptanzerhöhung und Kundenbindung**

Mit dem Ziel, dass die kommunalen und regionalen Versorger ihre Akzeptanz vor Ort erhöhen und Kunden durch ihr Engagement längerfristig binden wollen, könnten gezielt größere Photovoltaik-Anlagen auf öffentlichen und städtischen Gebäuden realisiert werden. Dazu kann den bestehenden und neuen Kunden die Möglichkeit zur Beteiligung an diesen Anlagen angeboten werden. Die sogenannten Beteiligungsanlagen sind dabei vor allem für Bürger und lokale Investoren interessant, denen keine eigene Dachfläche zur Verfügung steht. Auf diesem Wege können Bürger Anteile an der Anlage des Energieversorgers erwerben und die Einspeisevergütungen des EEG erhalten.

Für den Energieversorger sind hierbei neben eigener Anlagenanteile auf strategischer Ebene vor allem die Akzeptanzerhöhung und die Förderung einer vertrauensvollen Kundenbeziehung relevant. Die Bürger identifizieren sich somit beispielsweise stärker mit ihrem Versorger oder Stadtwerk vor Ort. Kunden binden sich unter Umständen länger an weitere Produkte und Dienstleistungen (Strom, Gas, Telekommunikation etc.). Zudem kann eine vorhandene Marke mit einem auf Nachhaltigkeit ausgerichteten Image durch diese Handlungsoption gestärkt werden.

### **3. Ausblick strategischer Handlungsoptionen**

Die zuvor ausgeführten vier Strategietypen stellen lediglich eine exemplarische Auswahl dar und bieten erste Ansatzpunkte zur Weiterentwicklung. Es liegen hierfür bereits realisierte Vorhaben von Energieversorgungsunternehmen in der Praxis vor. Die individuellen Gegebenheiten vor Ort spielen eine wesentliche Rolle für die Umsetzung. Sie machen eine Detailanalyse sowohl der Rahmenbedingungen als auch der internen Strukturen der Organisation erforderlich. Interdependenzen der anfangs erwähnten wettbewerblichen, politischen, ökologischen und ökonomischen als auch technologischen Größen müssen dabei abgewogen werden.

Die Handlungsoptionen haben verdeutlicht, dass die Erneuerbaren Energien einen bedeutenden Bestandteil von integrierten Strategien darstellen. Dies gilt sowohl in der Erzeugung und dem Vertrieb als auch wertschöpfungskettenübergreifend und für neue Ländermärkte. Die Entwicklung geht dabei von singulären Investitionsvorhaben hin zu integrierten strategischen Gesamtkonzepten.



# Immer besser und günstiger: Innovationsentwicklung der Erneuerbaren Energien

von Bernward Janzing

## Zusammenfassung

In diesem Beitrag werden die Fortschritte in den verschiedenen Segmenten der erneuerbaren Energien nacheinander dargestellt, wobei sich der Überblick auf jene Energieformen beschränkt, die seit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Strombereich und des Marktanzreizprogramms (MAP) für Erneuerbare Wärme einen breiten Markt erobert haben. Bewusst außen vor gelassen wurde die tiefe Geothermie, die erst in Einzelprojekten genutzt wird, und damit noch keine auf breiter Basis abgesicherten Fortschritte vorweisen kann. Zudem wird die Wasserkraft nicht behandelt, die aufgrund ihrer Verbreitung seit über 100 Jahren längst eine technische Reife erlangt hat, die nunmehr relativ wenig Spielraum für Verbesserungen bietet.

Anfang des Jahres 1991 wurde die Forschungsförderung der erneuerbaren Energien erstmals durch ein wirkungsvolles Instrument der Markteinführung ergänzt: Das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) verpflichtete fortan die Gebietsmonopolisten im damals noch nicht liberalisierten Strommarkt, die erzeugten Kilowattstunden von Wasserkraftwerken, sowie von Windkraft-, Solar- und Biogasanlagen ins Netz aufzunehmen und nach einem definierten Schlüssel zu vergüten.

Im April 2000 wurde das StrEG schließlich durch das noch wirksamere Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ersetzt, dessen Ziel es war, durch kostendeckende Vergütung allen Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Entsprechend der Vielfalt der Energiequellen wurden die Vergütungssätze individuell gestaffelt, um einerseits einen rentablen Betrieb der Erzeugungsanlagen zu ermöglichen, andererseits eine Überförderung zu vermeiden.

Obwohl mit dem StrEG und dem EEG keine explizite Forschungsförderung verbunden war, so hatten sie dennoch erhebliche Innovationen in den betreffenden Branchen zur Folge. Denn die Technologien wurden durch die langfristig garantierten Vergütungen aus den Nischenmärkten heraus geholt – es wurden jeweils Massenmärkte geschaffen. Diese langfristigen Perspektiven ermöglichten den Unternehmen den Aufbau eigener Forschungs- und Entwicklungsabteilungen. Vor allem durch die im EEG definierten jährlichen Absenkungen der Einspeisevergütungen und durch den Wettbewerb unter den Anlagenbauern wurde die Industrie ermuntert, durch eigene Entwicklungsleistungen ihre Produkte zu verbessern – was sie im Rückblick auch auf beeindruckende Weise taten. So konnten technologische Entwicklungen vorangebracht werden, die durch die Forschungsförderung alleine kaum möglich gewesen wären.

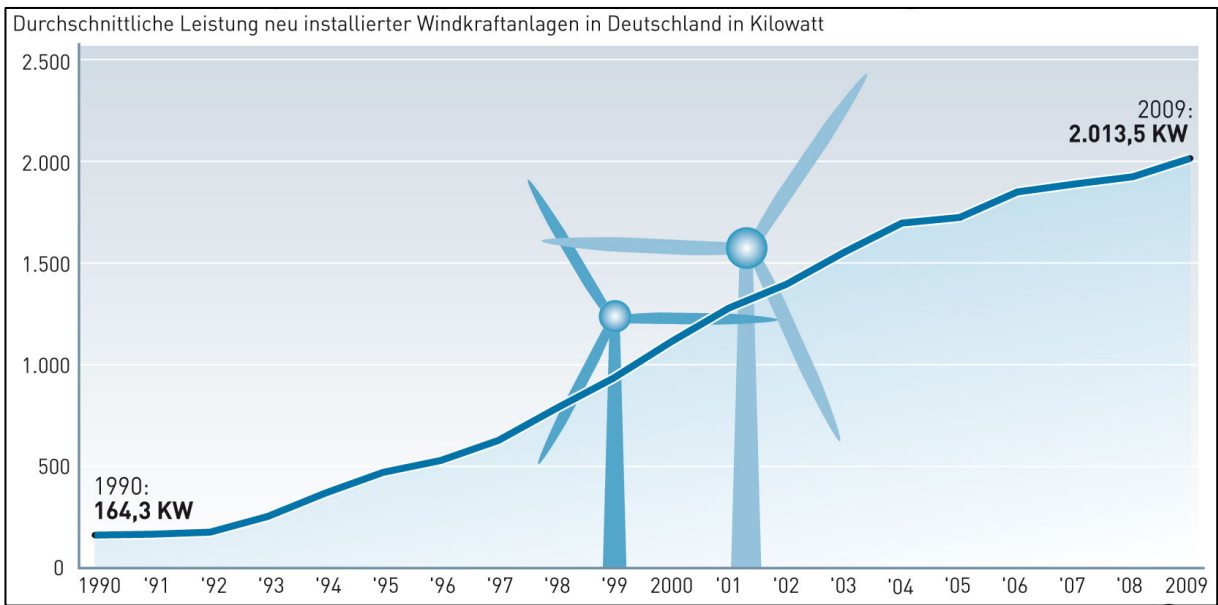
Das zeigte sich sehr deutlich am Beispiel der Windkraft: Nachdem in den achtziger Jahren die Großwindkraftanlage Growian mit 3 Megawatt Leistung an technischen Problemen gescheitert war, begann mit dem StrEG und später dem EEG eine harmonische Entwicklung, die noch größere Maschinen zur Serienreife brachte. Heute sind Anlagen der Growian-Klasse längst etablierte Technik.

## Windkraft

Der am besten sichtbare Fortschritt der Windkraft ist die stetige Zunahme der Anlagengröße:

Angefangen mit Anlagen der 100-Kilowatt-Klasse um das Jahr 1990 entwickelte sich die Technik stetig fort. So leisteten neu installierte Turbinen in Deutschland Mitte der neunziger Jahre rund 500 Kilowatt, im Jahr 2000 waren es bereits gut 1100 Kilowatt, und im Jahr 2009 lag die durchschnittliche Leistung von Neuanlagen sogar erstmals knapp über 2 Megawatt. Inzwischen sind Serienanlagen mit 5 Megawatt Leistung etabliert.

### Verzölfachung der Anlagenleistung in der Windenergie seit 1990



Quelle: Deutsches Windenergie-Institut

Aber es wurden nicht nur die Rotoren größer und die Türme höher, auch die Erträge nahmen durch verbesserte Technik zu, wie sich am Beispiel der Firma Enercon zeigt:

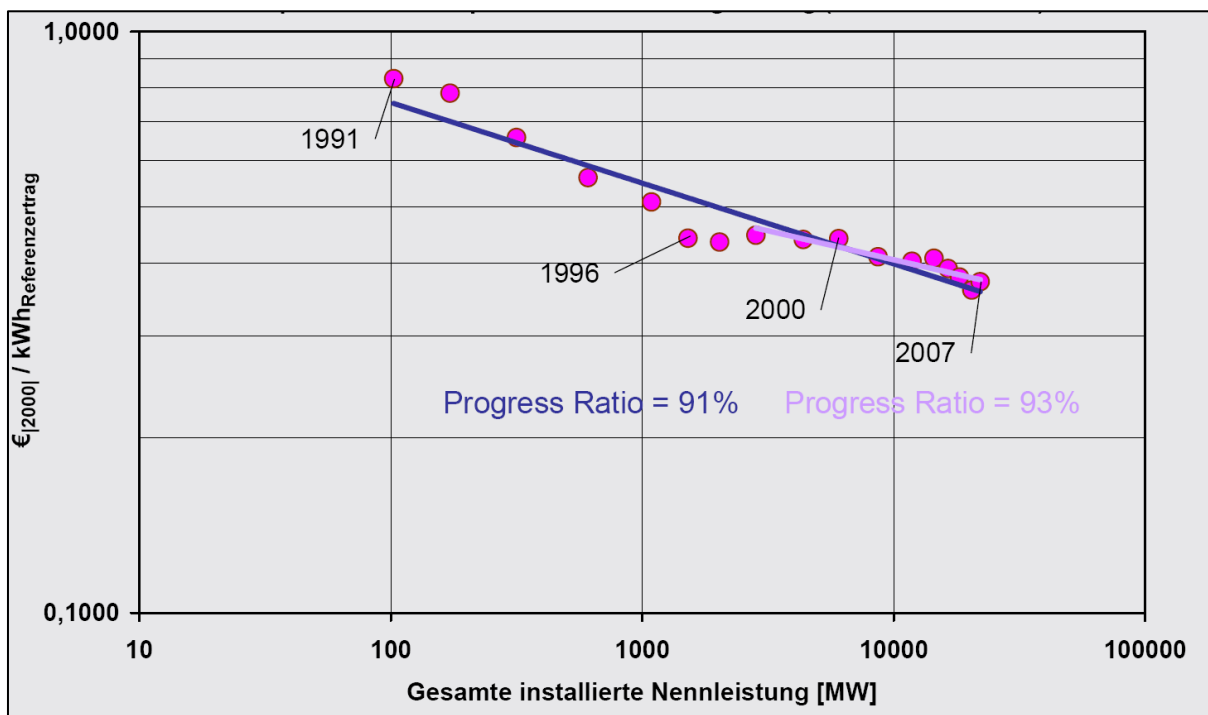
Anlagentyp	Rotordurchmesser in m	Nennleistung in kW	Nabenhöhe in m	Jahresenergieertrag* pro Rotorkreisfläche in kWh/a*m <sup>2</sup>
Enercon E-66	66,0	1.500	67	886
Enercon E-66/18.70-2	70,4	1.800	65	907
Enercon E-66/18.70-3	70,4	1.800	65	948
Enercon E-70 E4	71,0	2.000	64	1.069
Enercon E-70 E4	71,0	2.300	64	1.101

\*) Jahresenergieertrag auf Basis des EEG-Referenzertrags

Quelle: www.wind-fgw.de

Zugleich sank der Preis pro erzeugter Kilowattstunde seit 1990 um mehr als die Hälfte, wie die folgende Grafik zeigt:

## Lernkurve Windenergie, WEA-Preis pro kWh Jahresenergieertrag (Referenzstandort)



Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) Windenergiereport Deutschland 2008

Die gestiegenen Erträge und gesunkenen Preise hängen mit einer Vielzahl von Verbesserungen zusammen, die erst durch den zigtausendfachen Einsatz der Anlagen in der Praxis möglich wurden:

Ein wichtiger Punkt ist die Höhe der Anlagen. Nabenhöhen von bis zu 160 Meter sorgen heute dafür, dass die Rotoren in Luftschichten mit stabileren Windverhältnissen vordringen. Denn nicht nur die Windgeschwindigkeit nimmt mit der Höhe zu, auch die Turbulenzen werden geringer. Zudem wurden durch die Entwicklung spezieller Schwachwindanlagen, die sich durch eine große Rotorfläche im Vergleich zum Generator auszeichnen, auch an mittelmäßigen Binnenlandstandorten die Erträge gesteigert.

Auch das Design der Anlagen wurde in den vergangenen Jahren erheblich verbessert. Neue Flügelprofile erhöhen heute die Ausbeute und senken die Strömungsgeräusche. Dass die Vermeidung von Strömungsgeräuschen und die Ertragssteigerung Hand in Hand gehen, liegt nahe: Luftgeräusche sind immer die Folge von verlustbringenden Turbulenzen. Enercon zum Beispiel hat die Spitzen der Flügel abgewinkelt, wodurch die Rotorblätter weniger anfällig für Turbulenzen werden. Damit wird eine gleichmäßigere Umströmung auf der ganzen Länge des Blattprofils sichergestellt, was zu Mehrerträgen von bis zu zwölf Prozent führt.<sup>1</sup> Dieser Mehrertrag spiegelt sich auch im  $c_p$ -Wert der Anlagen wider, der sich immer weiter verbessert. Der Leistungsbeiwert  $c_p$  ist das Verhältnis zwischen der Primärenergie (der Wind, der durch die Rotorfläche hindurchweht) und der produzierten Endenergie (die Elektrizität). Er gibt also an, wie effizient eine Windkraftanlage ist. Der theoretisch mögliche Höchstwert liegt bei 0,59. Moderne Anlagen erreichen heute einen Wert um 0,5. Vor drei Jahren lagen die meisten Anlagen am Markt noch bei 0,43 bis 0,47.<sup>2 3</sup>

<sup>1</sup>Quelle: Enercon: [http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/veranstaltungen/Windenergie\\_in\\_Deutschland/Entwicklung%20der%20Windenergie-technik.pdf](http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/veranstaltungen/Windenergie_in_Deutschland/Entwicklung%20der%20Windenergie-technik.pdf)

<sup>2</sup>Quelle: <http://www.handelsblatt.com/technologie/forschung/groesser-geht-nicht-effizienter-schon;1351780>

<sup>3</sup>Quelle: <http://www.wind-energie.de/de/technik/physik-der-windenergie/leistungsbeiwert/>

Zugleich sind die Maschinen heute drehzahlvariabel konzipiert. Die Anbindung an das Stromnetz erfolgt damit über einen Frequenzumrichter, womit die Anlagen über keine fixe Drehzahl mehr verfügen müssen, die sich an der Netzfrequenz bemisst. In der Folge können sich die Windräder schon bei geringen Windgeschwindigkeiten drehen und durch kurzfristige Beschleunigung Böen besser ausnutzen.

Solche Optimierungsprozesse am Gesamtsystem wurden zum Teil nur möglich, weil die Hersteller der Anlagen – anders als in den Anfängen – heute die wesentlichen Komponenten selbst fertigen. Sie sind daher besser aufeinander abgestimmt, was die Erträge und die Haltbarkeit erhöht.

Auch die Datenkommunikation verbessert die Stromausbeute. Durch Fernüberwachung sinken die Ausfallzeiten, und es steigen die Erträge. Die Schalldiagnose ist in den Anlagen als Instrument der Betriebsüberwachung heute etabliert. Und der Blitzschutz der Anlagen wurde verbessert – etwa durch integrierte Blitzableiter in den Flügeln.

### **Neue Generatorkonzepte verbessern die Effizienz**

Ein wichtiger Anteil an den Verbesserungen basiert auf der Generatorentwicklung. Ein Beispiel ist der Ringgenerator: Er braucht kein Getriebe, weil der Rotor direkt mit dem Läufer des Generators gekoppelt ist. Die Maschinen werden dadurch nicht nur effizienter, sondern auch leiser und verschleißärmer.

Auch der Einsatz permanenterregter Generatoren ist ein Fortschritt. Denn diese können bei Volllast auf einen Wirkungsgrad von 98 Prozent kommen und liegen damit leicht über den klassischen Synchronmaschinen, die 97 Prozent erreichen. Zudem können Generatoren mit Permanentmagneten um 30 bis 40 Prozent leichter konstruiert werden als vergleichbare Maschinen herkömmlicher Bauart, und sie können auch um ein Viertel kleiner dimensioniert sein.<sup>4</sup>

Seinen größten Vorteil gegenüber dem klassischen Generator weist die Permanentmagnet-Technik bei Teillast auf. Voraussetzungen für den Bau solcher Hochleistungsmagneten waren neue Materialien auf Basis seltener Erden wie Neodym, die überhaupt erst in den vergangenen 15 Jahren hergestellt werden konnten. Erst damit ließen sich Permanentmagneten fertigen, die nicht nur eine ausreichend hohe Energiedichte mitbringen, sondern auch noch ausreichend stabil sind gegen Entmagnetisierung.

### **Sonstige Weiterentwicklungen**

Windkraftanlagen übernehmen zunehmend auch Dienstleistungen im Sinne des Stromnetzes, sie tragen zum Beispiel im Falle von Netzfehlern zur Spannungs- und Frequenzhaltung bei. Das ist inzwischen in der Systemdienstleistungsverordnung geregelt. Antrieb war auch hier in vielen Fällen ein Bonus im EEG, der es für die Betreiber attraktiv machte, die Anlagen aufzurüsten. Das wiederum motivierte die Hersteller zu den nötigen technischen Innovationen.

Die Integration des Windstroms ins Netz wurde außerdem durch verbesserte Windprognosen erleichtert. Inzwischen liegt der durchschnittliche Fehler nur noch bei rund vier Prozent in der Vortagesprognose. Dieser sogenannte RMSE-Wert (root mean square error) errechnet sich aus der Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers.<sup>5</sup>

---

<sup>4</sup> Quelle: <http://www.handelsblatt.com/technologie/forschung/groesser-geht-nicht-effizienter-schon;1351780>

<sup>5</sup> Quelle: Auskunft Firma Energy & Meteo Systems, Oldenburg

## Weiterer Bedarf an Forschung und Entwicklung

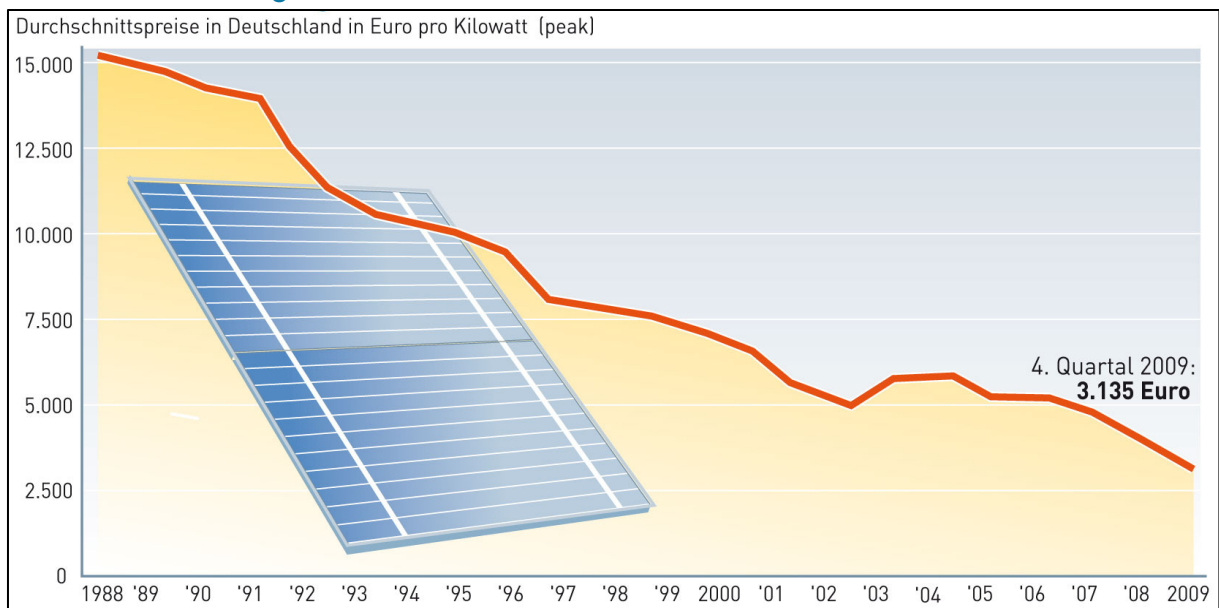
Weitere Erfahrungen sind noch nötig vor allem hinsichtlich der Korrosion bei Offshore-Anlagen und möglicher Schäden durch Sand an Wüstenstandorten. Entwicklungsbedarf besteht heute außerdem noch bei Kleinwindkraftanlagen, die bisher im EEG nicht berücksichtigt werden und daher auch im Markt kaum vertreten sind.

## Photovoltaik

Einer der entscheidenden Fortschritte der Photovoltaik ist der kontinuierliche Preisrückgang, der fast stetig entlang der Lernkurve der Wirtschaftstheorie erfolgte.

So brachte jede Verdopplung der weltweit produzierten Menge einen Preisrückgang von 15 bis 20 Prozent. Im Jahr 1990 kostete das Kilowatt noch rund 14.000 Euro (Systemkosten), im Jahr 2000 lag der Preis nur noch bei 7000 Euro, und für das letzte Quartal 2009 gibt die Branche nun einen Durchschnittspreis von 3135 Euro an.

### Kostenentwicklung der Photovoltaik



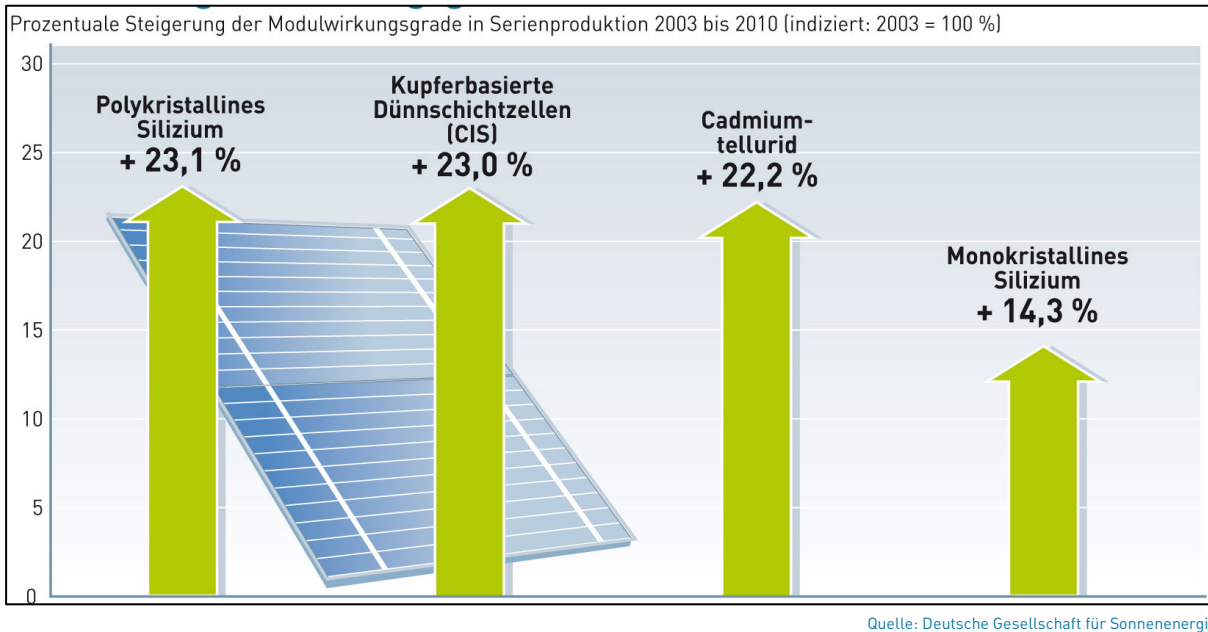
Quellen: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, Bundesverband Solarwirtschaft

Die Preisrückgänge wurden erzielt durch eine Vielzahl von Faktoren. Ein wichtiger Aspekt ist die Materialersparnis: Heute werden für kristalline Siliziumzellen üblicherweise Wafer von rund 200 Mikrometer Dicke genutzt. Vor fünf Jahren noch waren in der Branche 300 Mikrometer üblich. Weitere enorme Materialeinsparungen sind technisch möglich, Forscher haben schon mit 40-Mikrometer-Wafern experimentiert. Doch bislang müssen sie diese herstellen, indem sie dickere Wafer entsprechend schleifen, was weder ökonomisch noch technisch eine praktikable Lösung für eine Massenfertigung ist. Wenn sich dünnere Wafer industriell problemlos fertigen und verarbeiten lassen, sind auch Dicken unter 100 Mikrometer möglich.

Entscheidend für die Preisrückgänge war ferner der Ausbau größerer Produktionslinien. Anlagen zur Herstellung von Siliziumzellen werden heute von den Anlagenbauern schlüsselfertig angeboten, sind also keine Einzelfertigung mehr. So ließen sich Skaleneffekte in erheblichem Umfang erzielen.

Außerdem kam den Kosten zugute, dass die Wirkungsgrade der Module durch bessere Zellen gesteigert wurden, was die benötigte Fläche pro Kilowatt reduzierte und damit wiederum den Preis. Denn viele Kostenkomponenten sind flächenproportional. Anfang der achtziger Jahre lagen die Module noch bei rund acht Prozent Wirkungsgrad. Im Jahr 2003 erreichten die klassischen Silizium-Module eine Stromausbeute von 13 Prozent, heute kommen die durchschnittlichen Module am Markt auf 16 Prozent und Spitzenprodukte bis auf fast 20 Prozent. Ausschlaggebend für die Wirkungsgradsteigerungen sind immer bessere Dotierungs-, Beschichtungs- und Kontaktierungsverfahren.

## Entwicklung der Wirkungsgrade von Solarzellen



Auch der Energieverbrauch bei der Herstellung sinkt immer weiter. Heute liegt die energetische Amortisationszeit einer Solaranlage inklusive aller Systemkomponenten wie Wechselrichter bei Einsatz kristalliner Siliziummodule unter deutschen Einstrahlungsbedingungen etwa bei 3,5 Jahren. Anlagen mit Dünnschichtmodulen liegen noch weitaus darunter.<sup>6</sup>

### Weitere erzielte Verbesserungen

Auch die Lebensdauer der Module wurde verbessert: Bis in die frühen neunziger Jahren hinein gab es noch Module am Markt, die deutliche Leistungseinbußen bis hin zum Totalausfall nach einigen Jahren zeigten. Eindringende Feuchte war das Hauptproblem. Doch die Branche hat seither viel gelernt. Die Qualität wird heute durch harte Tests gesichert, denen die Hersteller ihre Produkte unterziehen. Es sind Verfahren zur beschleunigten Alterung. Beim "Damp-Heat-Test" zum Beispiel werden die Module über einen Zeitraum von 1000 Stunden (also rund sechs Wochen) einer Umgebung von 85 Grad Celsius und 85 Prozent Luftfeuchtigkeit ausgesetzt. Ein weiterer Test ist der Stresstest, der Temperaturschwankungen zwischen 85 Grad und minus 40 Grad umfasst. Diese Testverfahren sind bereits in einer Norm festgeschrieben. So zeigen Feldtests auch in der Praxis, dass die Anlagen, die nach der Jahrtausendwende installiert wurden, in der Regel höhere Jahreserträge pro installiertem Kilowatt bringen, als die Anlagen aus der Frühzeit der Photovoltaik.

<sup>6</sup> Quelle: Auskunft Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (FEE)

## **Ertragsgewinn und Kostensenkung der Photovoltaik hängen nicht alleine an den Modulen, sondern auch am Wechselrichter**

Auch die Konverter haben einen deutlichen Preisrückgang erlebt: Von 1990 bis 2004 hat sich der Preis der Geräte pro Watt halbiert, was fünf Prozent Preisrückgang im Jahr ausmacht. Bis heute ist der spezifische Preis gemessen an 1990 sogar um mehr als 75 Prozent gefallen.<sup>7</sup> Zugleich stieg der Wirkungsgrad: Die Ausbeute netzgekoppelter Wechselrichter ist seit 1990 von rund 90 Prozent bis heute auf Spitzenwerte von fast 99 Prozent angestiegen.

Und auch die Lebensdauer – in der Anfangszeit waren Ausfälle der Wechselrichter die häufigste Fehlerquelle – wurde stetig verbessert: Inzwischen sind Wechselrichter so konzipiert, dass sie mindestens zwei Jahrzehnte überstehen sollten. Der so genannte MTBF-Wert, was für Mean Time Between Failures steht, für die mittlere Betriebsdauer zwischen zwei Ausfällen, liegt inzwischen bei 100.000 Stunden.

## **Photovoltaikanlagen erbringen auch Netzdienstleistungen**

Auch Photovoltaikanlagen sind heute nicht mehr nur Einspeiser, die ungerührt von der Situation im Netz ihre Energie liefern. Sie dienen auch zunehmend der Spannungsstabilisierung: Anlagen, die Solarstrom ins Mittelspannungsnetz einspeisen, müssen sich nach der novellierten Mittelspannungsrichtlinie "während der Netzeinspeisung an der Spannungshaltung beteiligen können"; das wird dann "statische Spannungshaltung" genannt. Ziel ist es, im normalen Betriebsfall "die langsamen Spannungsänderungen im Verteilungsnetz in vertraglichen Grenzen" zu halten.

Photovoltaikanlagen können auch helfen, Zusammenbrüche des Netzes zu verhindern: Unter dem Stichwort "dynamische Netzstützung" sollen die Anlagen zudem bei Spannungseinbrüchen im Hoch- und Höchstspannungsnetz einem Netzzusammenbruch entgegen wirken. Früher konnten Spannungseinbrüche dazu führen, dass die Solaranlagen kaskadenartig abschalteten und damit den Spannungseinbruch noch verstärkten.

Und schließlich können die Anlagen auch Blindleistung liefern. Als nächster Schritt ist nun auch eine Novelle der Niederspannungsrichtlinie in Arbeit. Es ist davon auszugehen, dass damit alle neuen Solaranlagen, die ins Niederspannungsnetz speisen, an der Spannungshaltung beteiligt werden. Sie werden nach Bedarf auch kapazitive oder induktive Blindleistung bereitstellen müssen.

## **Weiterer Bedarf an Forschung und Entwicklung**

Sowohl bei der Erhöhung der Wirkungsgrade durch neue Verfahren und neue Halbleiter, als auch bei der Senkung der Produktionskosten sind weitere Anstrengungen erforderlich. Die zunehmenden Aufgaben zugunsten des Stromnetzes erfordern einige Anpassungen an der Hard- und Software der Wechselrichter.

## **Solarthermie**

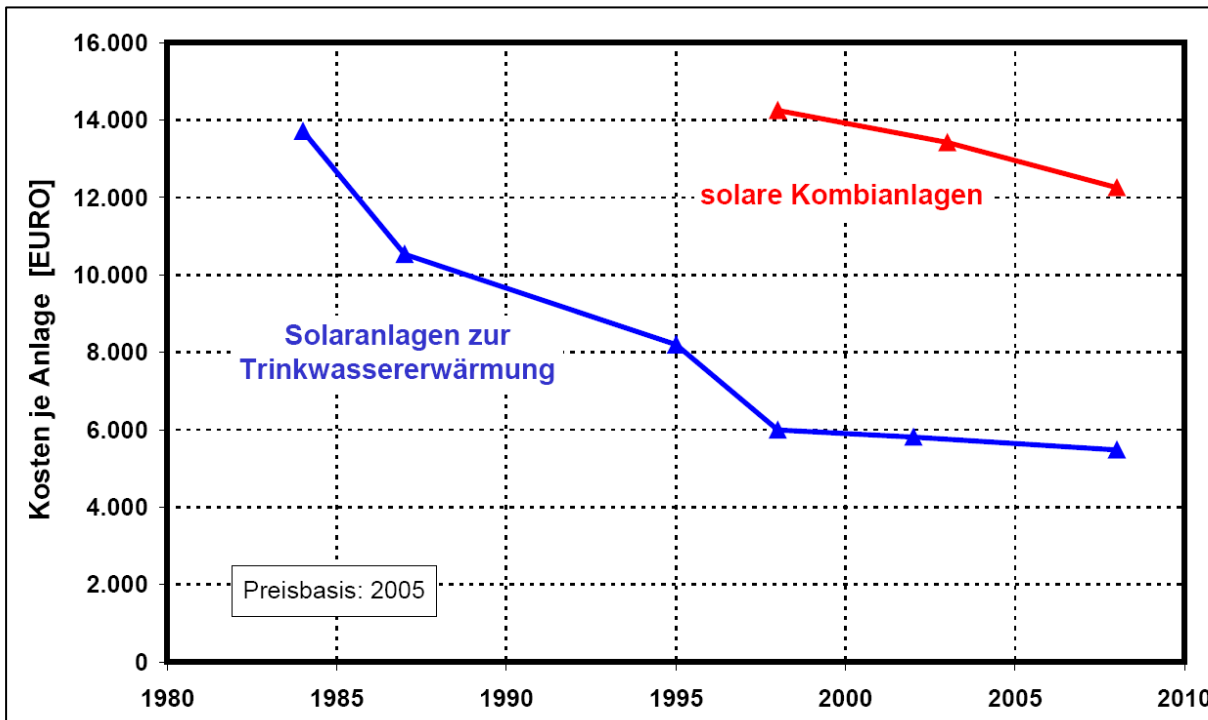
Solarkollektoren und die zugehörigen Systemkomponenten sind in den letzten Jahren und Jahrzehnten immer günstiger geworden. Gemessen an der Wärmeleistung liegt der nominale Preis einer solarthermischen Anlage heute bei 45 Prozent dessen, was man zwanzig Jahre zuvor bezahlen

---

<sup>7</sup> Quelle: Auskunft Firma SMA

musste. Es gibt mehrere Gründe für die Kostensenkung: Die Kupferbleche werden dünner gemacht, es werden mitunter alternative Metalle (etwa Aluminium an Stelle von Kupfer) eingesetzt und man nutzt heute neue Schweißverfahren, häufig mit Laser.<sup>8</sup>

## Entwicklung der durchschnittlichen Kosten für thermische Solaranlagen in Deutschland inkl. MwSt. und Installation



Quelle: Veröffentlichungen der Stiftung Warentest

Die Erträge von Flachkollektoren wurden gleichzeitig verbessert. Branchenkenner gehen von einer Ertragserhöhung von etwa 0,5 Prozent pro Jahr aus.<sup>9</sup> Dies geschieht einerseits durch bessere Isolation und Doppelverglasung, sowie durch verbesserte Gläser (Kalknatrongläser statt Borosilikat). Zudem wurden die selektiven Beschichtungen der Absorberbleche verbessert, die eine möglichst hohe Absorption erreichen müssen. Auch die Antireflexschichten auf den Scheiben spielen eine wichtige Rolle. Sie sind zwar grundsätzlich aus der Fertigung optischer Gläser bekannt, doch die Solarthermie stellt zusätzliche Anforderungen: Die Beschichtungen müssen großflächig im industriellen Maßstab zu fertigen sein, sie müssen preisgünstig sein, und sie müssen den Umweltbedingungen über Jahrzehnte standhalten. Die Ausbeute von Röhrenkollektoren wurde zudem gesteigert durch dahinter liegende schwache Konzentratoren. Nicht zuletzt dadurch konnten die Preise der Kollektoranlagen stetig gesenkt werden.

### Weiterer Bedarf an Forschung und Entwicklung

Der Umgang mit Stagnation ist noch eine Herausforderung: In sonnigen Zeiten, wenn keine Wärme abgenommen wird, können die Kollektoren durch Überhitzung beschädigt werden. Besonders bei Großanlagen kann das Probleme bereiten. Eine Möglichkeit sind schaltbare Verglasungen, deren Transparenz bei Gefahr von Überhitzung reduziert werden kann.

<sup>8</sup> Auskunft Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (FEE)

<sup>9</sup> Auskunft Forschungs- und Testzentrum für Solaranlagen (TZS), Universität Stuttgart



Auch am verstärkten Einsatz von Kunststoffen in Kollektoren wird noch geforscht. Sowohl preislich könnten Kunststoffe nämlich attraktiv sein, zudem ließe sich damit bei einer stark zunehmenden Nachfrage nach Solarkollektoren ein möglicher Engpass bei metallischen Ressourcen vermeiden. Die Herausforderung besteht darin, Stoffe zu finden, die sowohl hohen Temperaturen als auch hohem Druck standhalten. In der Theorie denkt man zudem über Absorberschichten nach, die bei Überschreiten einer bestimmten Temperatur ihr Absorptionsverhalten ändern und die eingestrahlte Energie verstärkt wieder abstrahlen.

Neben den Kollektoren verdienen auch die Wärmespeicher große Aufmerksamkeit. Neben Wassertanks, die etwa durch Vakuum-Dämmung immer effizienter werden, kommen auch Speicher mit Phasenwechselmaterialien (Latentwärmespeicher) und vor allem thermochemische Speicher in Betracht. Vor allem die thermochemischen Speicher, bei denen zwei Substanzen beim Befüllen getrennt werden (endotherme Reaktion) um sie bei Wärmebedarf wieder zusammen zu bringen (exotherme Reaktion), gelten als große Option für die Zukunft.

Zudem gilt es grundsätzlich Großanlagen zur Nutzung von Prozesswärme aus der Nische zu holen. Dies muss unter anderem durch Standardisierung der Technik geschehen.

## **Biogas**

Die Methanausbeute wurde durch verbesserte Einbringung des Substrates und Prozessüberwachung erhöht. Zudem ermöglichen neue Gärverfahren eine optimale Anpassung der Vergärung an das jeweilige Substrat. Ein Beispiel ist die Feststoffvergärung (auch Trockenfermentation genannt).

Zugleich wurde die Technik der Blockheizkraftwerke fortentwickelt, was zu höheren Wirkungsgraden führte: Otto-Gasmotoren, die 1994 noch einen Vollast-Wirkungsgrad von rund 34 Prozent hatten, kommen heute auf rund 42 Prozent. In gleichem Stil haben sich auch die Wirkungsgrade bei Teillast erhöht. Dabei beruhen die Fortschritte vor allem auf der Erhöhung des Verdichtungsverhältnisses und der Verkürzung der Brenndauer. Zudem wurde die Ventilsteuerung durch den Miller-Prozess optimiert. Dabei werden die Verschlusszeiten der Ventile variabel gestaltet, wodurch sich neue Spielräume der Leistungs- und Wirkungsgradoptimierung ergeben.<sup>10</sup> Auch die Schadstoffemissionen wurden durch das Magermotorkonzept einerseits und durch die verbesserte Abgasnachbehandlung vermindert. Dabei spielen ausgefeilte Sensorsysteme eine wichtige Rolle.

Ebenso wie die Otto-Gasmotoren erzielen auch die Zündstrahlmotoren heute eine deutlich höhere Ausbeute als noch vor zehn Jahren. Im Jahr 2000 lagen die Wirkungsgrade hier bei 36 bis 38 Prozent, inzwischen ist ein Wirkungsgrad von 47 Prozent möglich, 50 Prozent werden bereits angepeilt. Zugleich konnte der Einsatz von Zündöl in den Motoren reduziert werden: Vor zehn Jahren noch war ein Anteil von 8 bis 10 Prozent für die Stützfeuererzeugung verbreitet. Heute kommen die Anlagen serienmäßig mit zwei bis drei Prozent Zündöl aus, auf dem Prüfstand erzielen sie sogar schon Werte von nur noch 0,5 Prozent.<sup>11</sup>

Große Fortschritte wurden auch erzielt bei der Aufbereitung des Biogases zu Biomethan. Die erste Anlage wurde 2006 gebaut, Ende 2009 waren bundesweit bereits 30 Biogasanlagen am Gasnetz angeschlossen

---

<sup>10</sup> Präsentation: Jenbacher (GE) „Moderne Motorentchnik“, Apr. 2010

<sup>11</sup> Auskunft Firma Schnell, Amtzell

## **Weiterer Bedarf an Forschung und Entwicklung**

Der Gärprozess muss noch weiter entwickelt werden. Bislang wird die Biomasse zumeist in einem Bottich vergoren, künftig soll das Verfahren in zwei bis drei Schritten in verschiedenen Fermentern ablaufen. Auch bei der Verwertung von Bioabfällen besteht noch ein Bedarf zur Optimierung der Prozesse. Die Aufbereitung des Substrates ist oft noch nicht optimal gelöst.

## **Feste Biomasse (Holzkraftwerke und Holzpelletheizungen)**

Bei den großen Biomassekraftwerken hat es die größten Fortschritte bei der Kraftwerkstechnik gegeben. So wurden – angeschoben auch durch den Innovationsbonus im EEG – sogenannte ORC-Anlagen fortentwickelt. Der ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle) ist eine sehr effiziente Alternative zur Dampfturbine. Er bietet sich vor allem bei relativ niedrigen Verbrennungstemperaturen an, die bei kleinen Holzkraftwerken gegeben sind.

Unter den kleinen Anlagen sind vor allem die Pelletsheizungen fortentwickelt worden; hier wurde vor allem die Betriebsführung verbessert: Die Störungsanfälligkeit der Kessel hat damit deutlich abgenommen. Ausschlaggebend dafür sind mechanische Reinigungsmechanismen, etwa an der Brennerschale und den Wärmetauschern. Diese können Verschlackungen beseitigen, die zu Betriebsstörungen führen können.

Parallel wurden die Emissionen durch präzisere Verbrennungssteuerung und Verbrennungsüberwachung verringert. Auch die Optimierung der Rauchgasführung über den Brennraum sorgt für einen besseren Ausbrand der Abgase (sogenannte primäre Emissionsminderung). Auch bei der sekundären Emissionsminderung (Filtersysteme) hat es Fortschritte gegeben. Und schließlich wurde die Leistung modulierbar, was den Einsatzbereich von Pelletheizungen deutlich erweitert hat

## **Weiterer Bedarf an Forschung und Entwicklung**

Zukünftig müssen die Emissionswerte weiter verbessert werden.

## **Fazit**

Die Erneuerbaren Energien haben durch die Markteinführung im Rahmen des EEG und des MAP nicht nur quantitativ eine stürmische Entwicklung erlebt, sondern auch aus technologischer Sicht Fortschritte erzielt, die vor zehn Jahren kaum absehbar waren. Durch eine Fortsetzung des Marktanreizes in Form langfristig gesicherter Einspeisevergütungen bei der Stromerzeugung und Investitionsbeihilfen im Wärmesektor kann die Entwicklung in den nächsten Jahren fortgeschrieben werden. Neue technologische Durchbrüche und geringere Kosten der Anlagen sind damit auch künftig zu erwarten.

**Agentur für Erneuerbare Energien e. V., Reinhardtstr. 18, 10117 Berlin, Tel.: 030-200535-3, Fax: 030-200535-51**

[kontakt@unendlich-viel-energie.de](mailto:kontakt@unendlich-viel-energie.de) / [www.unendlich-viel-energie.de](http://www.unendlich-viel-energie.de)

Die Agentur für Erneuerbare Energien wird getragen von den Unternehmen und Verbänden der Erneuerbaren Energien-Branche und unterstützt durch die Bundesministerien für Umwelt und für Landwirtschaft. Sie betreibt die bundesweite Informationskampagne "deutschland hat unendlich viel energie", die unter der Schirmherrschaft von Prof. Dr. Klaus Töpfer steht. Ihre Aufgabe ist es, über die Chancen und Vorteile einer nachhaltigen Energieversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien aufzuklären - vom Klimaschutz über eine sichere Energieversorgung bis zu Arbeitsplätzen, wirtschaftlicher Entwicklung und Innovationen. Die Agentur für Erneuerbare Energien arbeitet partei- und gesellschaftsübergreifend.

# „OPTISTRAHL – zweistufige Wäschereinheit für Biogas“

Dr. Bodo Groß<sup>1</sup>, Dipl. Ing. Wulf Clemens<sup>2</sup>

<sup>1</sup>IZES gGmbH / Altenkesseler Straße 17, D-66115 Saarbrücken, [gross@izes.de](mailto:gross@izes.de)

<sup>2</sup>OTS Ingenieurgesellschaft mbH Altenkesseler Straße 17 D-66115 Saarbrücken; [clemens@ots-gmbh.de](mailto:clemens@ots-gmbh.de)

## 1. Einleitung

Die Nutzung und die dazu erforderliche Anreicherung von schwachkalorischen, methanhaltigen Gasen, z. B. zur Einspeisung ins Erdgasnetz bzw. zur Verwertung als Fahrzeugkraftstoff, wird aufgrund der weltweiten Ressourcenknappheit immer wichtiger. Als Alternative zu fossilen Energieträgern gilt das „natürlich“ anfallende bzw. „nachwachsende“ Biogas. Dieses wird derzeit überwiegend direkt am Ort seiner Entstehung mit Hilfe von BHKW's zu Strom und Wärme umgewandelt. Nachteil dieser Verwertungsart ist, dass die produzierte thermische Nutzenergie häufig nicht vor Ort oder bestenfalls nur teilweise genutzt werden kann. Eine Alternative zur direkten Verstromung ist die Einspeisung ins Erdgas- bzw. Schwachgasnetz. Vorteil der Einspeisung ist, dass die Verwertung des Biogases an Standorten mit entsprechenden Wärmesenken stattfinden kann.

Die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz beinhaltet die Notwendigkeit einer Aufbereitung auf Erdgasqualität. Dabei gelten verschiedene Vorschriften wie beispielsweise die DVGW Arbeitsblätter G260, G262 sowie die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV). Auch für einen leitungsgebundenen Transport von Biogas müssen zuvor verschiedene Reinigungsschritte (Entschwefelung, Trocknung etc.) ausgeführt werden.

Derzeit wird in größeren Anlagen (>1.000 m<sup>3</sup>/h Rohbiogas) auf mehr oder weniger erprobte Verfahren zurückgegriffen, vor allem auf die Druckwechseladsorption (DWA), die Druckwasserwäsche (DWW) und die Aminwäsche. Diese Verfahren sind gut entwickelt und werden derzeit in einigen Anlagen demonstriert. Sie haben aber den Nachteil, dass hohe spezifische Investitionen notwendig sind und zum Teil erhebliche Betriebskosten aufgrund verfahrensbedingter Gegebenheiten anfallen. Die genannten Verfahren sind nur für große Anlagen (>1MW<sub>el</sub>) wirtschaftlich. Durch die Entwicklung hochselektiver, zur CO<sub>2</sub> – Abtrennung geeigneter Membranen, eingesetzt als Vorreinigungsstufe, eröffnet sich die Möglichkeit, den derzeit als Stand der Technik etablierten einstufigen Prozess (DWW oder DWA) technisch so zu verbessern, dass auch für kleinere Rohbiogasmengen eine Aufbereitung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten möglich wird.

## 2. Hintergrund und Motivation

Biogasanlagen aller Leistungsbereiche wurden in der Vergangenheit derartig ausgelegt, dass bei der Verwertung des Biogases die Stromproduktion im Vordergrund stand. Dabei wurde und wird das Biogas standardmäßig mittels eines oder mehreren Blockheizkraftwerken umgesetzt. Die produzierte Wärme wird teilweise zur Beheizung der Fermenter und zur Beheizung der Gebäude des Anlagenbetreibers genutzt. Die restliche Wärmeenergie wurde mittels Rückkühlwerk ungenutzt an die Umgebung abgegeben. Mit steigenden Substratpreisen wurde die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zunehmend geringer und für einige Betreiber schließlich unwirtschaftlich. Dies betraf vor

alle kleineren Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von  $< 100 \text{ kW}$  bzw. einer Gasleistung  $< 350 \text{ kW}$  bzw.  $< 70 \text{ m}^3/\text{h}$ . Dies zeigt auch der Trend, dass bis 2008 hauptsächlich Anlagen im Bereich  $> 400 \text{ kW}_{\text{el}}$  gebaut wurden. Die Novellierung des EEG hat diesen Trend ab dem Jahr 2009 zumindest teilweise umgekehrt. Abbildung 1 zeigt eine repräsentative Auswahl bezüglich der neu installierten Biogasanlagen (1.340 Anlagen bzw.  $\sim 25 \%$ ) in Deutschland, geordnet nach dem Jahr der Inbetriebnahme und der Größenklasse in  $\text{kW}_{\text{el}}$ .

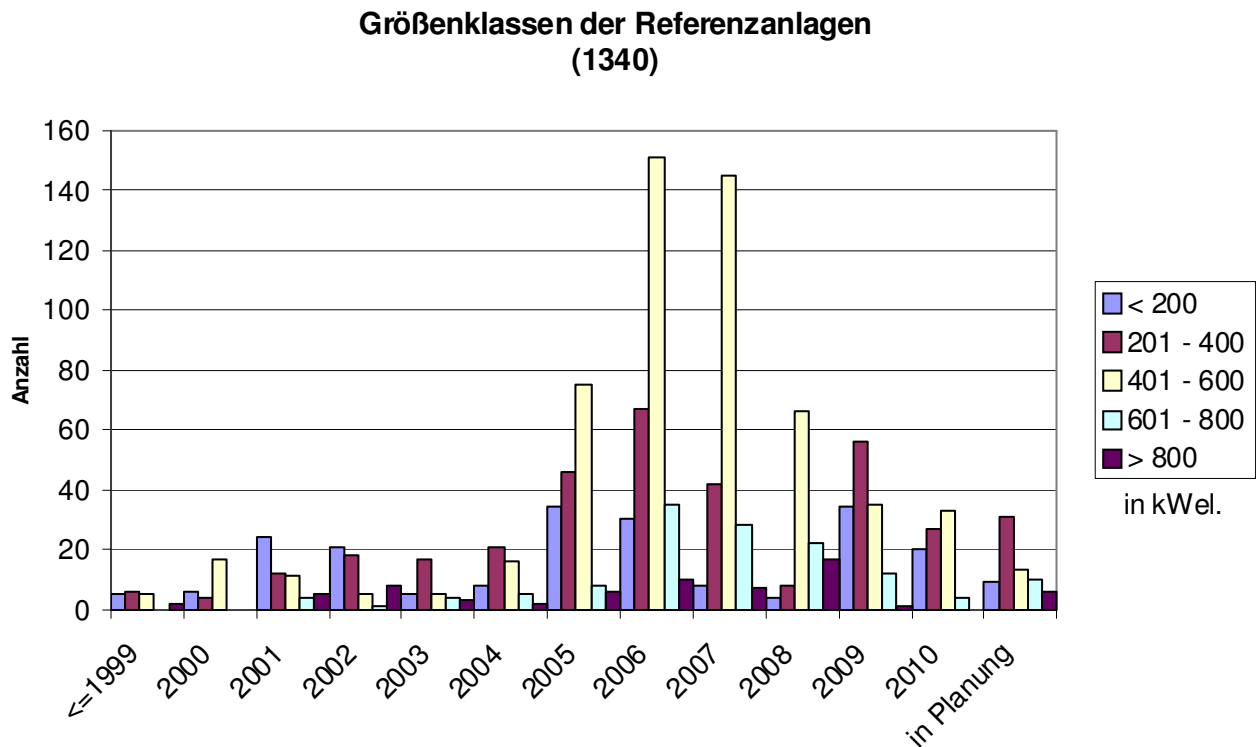


Abbildung 1: Größenklassen (in  $\text{kW}_{\text{el}}$ ) neu installierter Biogasanlagen in DE

### 3. Verfahrensbeschreibung

Gegenstand des derzeit in der Erprobung befindlichen Verfahrens ist die Zusammenschaltung zweier Prozessstufen (Einzelverfahren) zu einem Kombinationsverfahren zur Aufbereitung kleinerer Rohbiogasmengen (bis  $\sim 100 \text{ m}^3/\text{h}$ ). Unter Verwendung von möglichst einfachen, für kleinere Anlagen geeigneten Bauteilen soll eine möglichst kompakte, sichere und kostengünstige Aufbereitungsanlage entwickelt werden. Ziel ist es, die derzeitigen Investitionskosten (incl. Nebenkosten) für Biogasaufbereitungsanlagen von durchschnittlich  $\sim 2.000 \text{ €/Nm}^3$  für eine Anlagengröße von  $\sim 1.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$  drastisch zu reduzieren und die Betriebskosten auf einem so niedrigen Level zu halten, dass auch unter Berücksichtigung der notwendigen Investitionen für die Einspeiseanlage ein wirtschaftlicher Betrieb möglich wird. Neben der Einspeisung des aufbereiteten Gases in das Erdgasnetz ist es zusätzlich möglich, das Gas direkt vor Ort als Treibstoff für landwirtschaftliche Fahrzeuge zu nutzen. Entsprechende Verdichtertechnologie ist am Markt kommerziell verfügbar. Ein Verfahrensgrundfließbild ist in folgender Abbildung 2 dargestellt.

Erreicht werden soll dieses Ziel durch ein mehrstufiges Verfahren. In einer Vorreinigungsstufe wird mittels Membrantechnik selektiv  $\text{CO}_2$  aus dem Biogasstrom abgetrennt. In einer nachgeschalteten Druckwasserwäsche (DWW) wird der Produktgasstrom dann auf Erdgasqualität gebracht. Für die DWW soll ein spezieller Strahlwäscher mit integrierter Energierückgewinnung verwendet werden. Die Rückgewinnung der Verdichtungsenergie soll dabei unter Verwendung modifizierter Standardbauteile erreicht werden. In der Rekuperationseinheit erfolgt die Energierückgewinnung bei der Expansion der gasbeladenen Waschflüssigkeit entweder durch konventionelle angepasste Turbinentypen oder durch modifizierte Chemienormpumpen im Turbinenbetrieb. Die sowohl in der Membraneinheit als auch der DWW-Einheit entstehenden Schlupfmengen an Methan sollen mittels eines Verfahrens zur Verbrennung von Schwachgasen zur Beheizung des Fermenters verwendet werden, wobei die Schlupfmenge an Methan und damit korrespondierend der Energiegehalt so geregelt werden kann, dass gerade die notwendige Energiemenge zur Beheizung des Fermenters zur Verfügung gestellt wird.

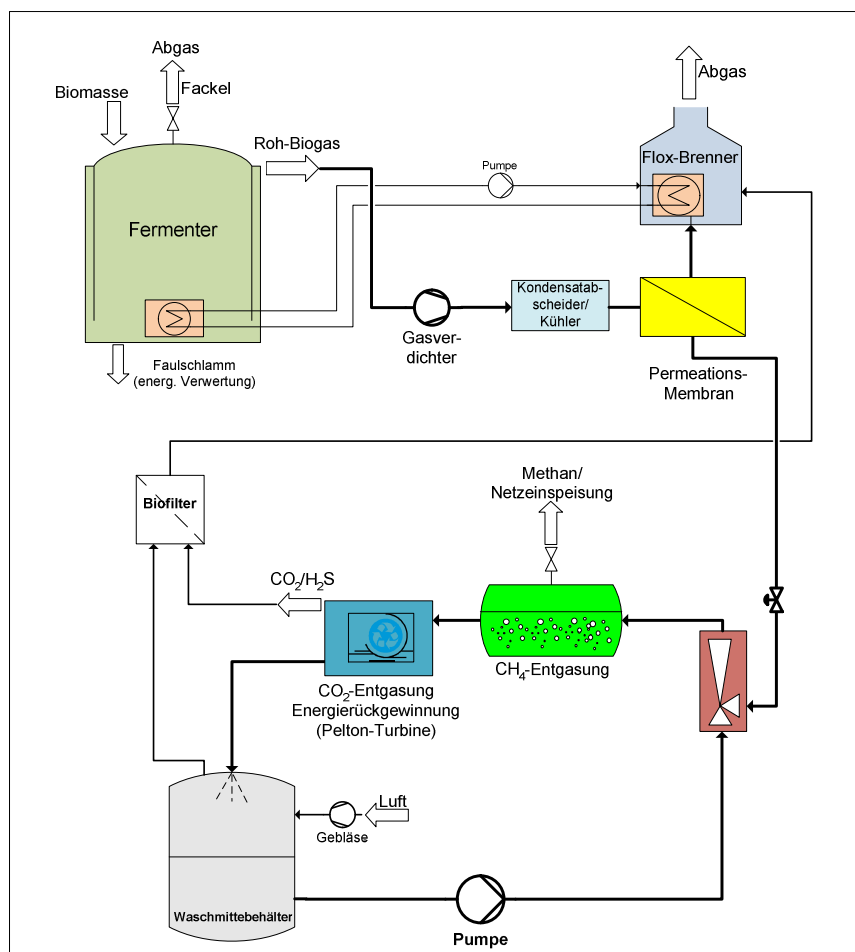


Abbildung 2: Verfahrensgrundfließbild einer zweistufigen Biogasaufbereitungsanlage

Im Vordergrund der derzeitigen Arbeiten stehen die Optimierung der einzelnen Prozessstufen sowie die verfahrenstechnische Optimierung des Gesamtverfahrens. Die Besonderheit des Verfahrens ist, dass die Aufbereitung mehrstufig erfolgt, was eine verminderte Baugröße des nachgeschalteten Wäschers zur Folge hat. Als Wäscher kann damit der für kleinere Volumenströme besonders geeignete Strahlwäschertyp verwendet werden. Diese Technik wird derzeit im Bereich Biogas-

aufbereitung noch nicht eingesetzt. Durch Einsatz eines Strahlwäschers erspart man sich den, bei der konventionellen Gaswäsche erforderlichen, explosionsgeschützten Gasverdichter, und die damit verbundenen hohen Investitionen. Durch eine kostengünstige Rekuperationseinheit sollen die Betriebskosten des Wäschers auf einem niedrigen Niveau gehalten werden und somit einen Beitrag zur „Wirtschaftlichkeit“ von kleinen Biogasanlagen leisten. Ein weiterer Vorteil wird in der Umweltentlastung durch eine Reduzierung des internen Energieverbrauchs gesehen. Die DWW kann wesentlich kleiner gebaut werden und verbraucht größenbedingt weniger Energie als einstufige Verfahren. Durch den Einsatz eines optimierten Schwachgasbrenners zur Fermenterbeheizung können die entstehenden Abgasströme genutzt und damit der übliche Methanschlußpf zuverlässig vermieden werden.

#### 4. Technikumsanlage

Derzeit (Stand September 2010) wird an einer bestehenden Biogasanlage eine Demoanlage im Technikumsmaßstab installiert. Die Anlage sowie die Steuerungs- und Regelkomponenten wurden zuvor im Labor getestet. Im vierten Quartal 2010 soll die Anlage in Betrieb genommen werden. Die Abbildungen 3 und 4 zeigen den Anlagenstandort „Sonnenhof“ sowie die Wäschereinheit.



Abbildung 3: Luftaufnahme Anlagenstandort „Sonnenhof“



Abbildung 4: Technikumsanlage im Container am Standort „Sonnenhof“

## 5. Danksagung

Die Autoren danken der Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen "Otto von Guericke" e.V. (AiF) für die finanzielle Unterstützung des Vorhabens.

## „NANOSITR - Wärme, Kälte und Strom aus einem Biomassekessel“

Dr. Bodo Groß, Guillem Tänzer

IZES gGmbH / Altenkessler Straße 17, D-66115 Saarbrücken, [gross@izes.de](mailto:gross@izes.de)

Gerade im landwirtschaftlichen Sektor fällt in nicht unerheblichem Maße Biomasse an, die in vielen Fällen ungenutzt bleibt. Biomasse kann aber beispielsweise zur Wärmeproduktion sowie zur gekoppelten Bereitstellung von Strom, Wärme und Kälte eingesetzt werden. Das EU-Projekt *NANOSTIR - Optimisation of solid biofuel operated Stirling CHCP units by means of nanotechnological coatings* soll auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung eine zukunftssträchtige Technologie entwickeln bzw. erproben, die sich besonders durch ihre ökologische Nachhaltigkeit durch die Nutzung von unterschiedlichen holzartigen und nicht holzartigen Biomassen wie beispielsweise Energiekorn, Gräser, Stroh, Nussschalen oder Steinobstkerne auszeichnet. Neben der Bereitstellung von Nutzwärme und -kälte und der Produktion von Strom bietet sie auch eine höhere Unabhängigkeit gegenüber der konventionellen Energieversorgung und damit von fossilen Energieträgern.

Die Prototypen KWKK-Anlage besteht, als zentraler Anlagenteil, aus einem Biomasseheizkessel AWK45 der Firma BIOKOMPAKT Heiztechnik GmbH (Waldhausen, Österreich) mit einer thermischen Leistung von etwa 45 kW. Daran angekoppelt ist ein Stirlingmotor, der bei 5 kW thermischer Leistungsaufnahme bei ~ 700°C etwa 1 kW Strom und 3 kW Wärme auf niedrigem Niveau (~65°C) bereitstellt. Die Absorptionskältemaschine der Firma WEGRA Anlagenbau GmbH (Westenfeld, Deutschland) stellt bei einer thermischen Leistungsaufnahme von etwa 21 kW (95°C) etwa 15 kW Kälte (6-12°C) bereit.

Ein besonderer Schwerpunkt des Vorhabens liegt bei der Optimierung des Erhitzerkopfs des Stirlingmotors. Unter Federführung des Projektpartners ItN Nanovation AG wurde eine auf Nanotechnologie beruhende Beschichtung für den Erhitzerkopf entwickelt, die dazu beitragen kann, die Verschmutzung und Verschlackung des Erhitzerkopfs ganz oder zumindest in hohem Maße zu reduzieren. Dadurch werden entsprechend lange Wartungsintervalle und damit verbunden geringe Betriebskosten erreicht. Neben den technischen Aspekten werden vom Projektpartner Kuhbier Rechtsanwälte rechtliche Rahmenbedingungen und ethische Aspekte bezüglich des Einsatzes von nicht holzartigen Brennstoffen (z.B. Energiekorn) für die Staaten der Europäischen Union zusammengestellt und abschließend bewertet.

Nach zahlreichen Planungs- und Forschungsaktivitäten im Jahr 2008 und 2009 konnte die Prototypenanlage im Sommer 2010 an der Landwirtschaftlichen Fachschule Tulln (Österreich) aufgebaut werden. Der produzierte Strom wird in das örtliche Stromnetz eingespeist, die Wärme wird im Sommer durch die Absorptionskältemaschine zur Raumkühlung (ein Besprechungsraum, ein PC-Raum und ein Lebensmittelager) und im Winter zur Gebäudeheizung der Schule genutzt. Man kann von einer ganzjährigen Nutzung der bereitgestellten Wärme(Kälte) der KWKK-Anlage ausgehen. Aktuell findet die Monitoringphase der Anlage statt, indem alle relevanten Betriebsdaten, wie Temperaturen, Strom-, Wärme- und Kälteleistungen, Kesselparameter etc., aufgezeichnet, archiviert und anschließend ausgewertet werden.

Ziel ist es, mittelfristig kleine biomassebefeuerte KWKK-Anlagen am Markt zu etablieren, um besonders KMU und/oder landwirtschaftliche Betriebe anzusprechen, welche ganzjährigen sowohl Wärme- als auch Kältebedarf haben.

Das EU-Projekt wird von sechs Partnern aus drei europäischen Ländern durchgeführt und innerhalb des 6. Rahmenforschungsprogramms der Europäischen Kommission im Programm Polygeneration unter der Vertragsnummer TREN/07/FP6EN/SO7.71550/038551 gefördert. Die Koordination des Projekts wird durch die IZES gGmbH unter der Leitung von Dr. Bodo Groß wahrgenommen.

**Kontakt & Auskunft:** IZES gGmbH, Dr. Bodo Groß, Altenkessler Straße 17, 66115 Saarbrücken, Tel.: +49(0)681 / 9762-840, eMail: [gross@izes.de](mailto:gross@izes.de) und unter [www.izes.de/Projekte](http://www.izes.de/Projekte)



# “Large scale integration of offshore wind power through Wind Farm Clusters”

Alejandro J. Gesino ([agesino@iset.uni-kassel.de](mailto:agesino@iset.uni-kassel.de))

Bernhard Lange ([blange@iset.uni-kassel.de](mailto:blange@iset.uni-kassel.de))

Kurt Rohrig ([krohrig@iset.uni-kassel.de](mailto:krohrig@iset.uni-kassel.de))

## Abstract

In 2030 wind energy should provide 25% of the EU electricity with an expected production of 935 TWh. Such a high share of wind generation requires reliable and secure grid integration levels. One of the current R&D challenges is to manage wind power (on and off-shore) as a conventional power source, contributing with the stability of the fundamental electric parameters, frequency and voltage.

This paper describes the power system requirements for high wind penetration as well as the concept of “Wind Farm Cluster”. It also focuses on the results of the German R&D project “*Integration großer Offshore-Windparks in elektrische Versorgungssysteme*” where control capabilities were tested including the new structure of “Wind Farm Cluster” developed by Fraunhofer IWES.

## Index terms

Grid integration, active power control, reactive power control, voltage control, power factor, Wind Farm Cluster, ancillary services, grid codes, set points.

## I. Introduction

Current and future large scale integration of wind energy demands that it should be manageable as a conventional power source, offering also ancillary services which nowadays are being provided by the conventional generation in a reliable and stable way.

As happened with other technologies, wind power was born when the level of sophistication of the technology was much lower than it is today representing a small share of the overall installed capacity and with a regulatory framework whose main goal is to maximize its utilization. Therefore, in the past, technical requirements for grid integration of wind energy were relatively low.

Currently TSOs are upgrading their grid codes due to the expected increase of wind energy into their grids as well as the availability of new developed technologies installed at wind turbine and wind farm level allowing higher levels of monitoring and controllability per each installed wind farm [5].

The structure of “Wind Farm Cluster” developed by Fraunhofer IWES will also play an important role in the future large scale integration of wind power.

This paper examines the power system requirements for high wind penetration, the “Wind Farm Cluster” structure as well as concrete R&D results from a German project oriented to the large scale integration of the off-shore wind power.

Fulfilling wind power plant capabilities implies that wind power has to be controlled and operated according to system requirements and has to support the grid during disturbances and faults. These capabilities are based on a proper active and reactive power control of wind farms as well as the supporting schemes during grid faults.

## **II. Power system requirements for high wind penetration**

There is a need for further extended and integrated control and management of the wind power. Therefore the introduction of new control techniques, such as the Wind Farm Cluster Management System (see Section III), would allow grid operators to optimize the managing of wind power according to their power system requirements, which are described as following:

### **a. Active Power and Frequency Control Requirements**

Increasing penetration of wind energy in power systems will require its participation in the power frequency control and balancing procedures which are already performed by conventional generation. The fulfilment of power and frequency control schemes in case of high wind penetration also implies the provision of primary, secondary and inertial energy (spinning reserve) from wind generators.

In some EU countries there are plans to implement in a new operative procedure strengthen requirements for the power and frequency control contribution from wind generators. This includes the participation in the power and frequency control schemes and in addition requirements for inertia provision by emulation from wind farms [5].

With an increasing wind penetration and bigger power ratings wind turbines and wind farms will have an important role to assure the frequency stability of the system. Therefore it will be expected in future grid codes requirements the obligation of wind generation to provide this ancillary service. This topic is an issue subject to regulation and discussion.

### **b. Reactive Power and Voltage Control Requirements**

With an increasing wind power penetration, the voltage control and grid support has to be carried from wind farms. Therefore, some grid codes have already issued operational range for the voltage and power factor at the point of connection to which wind generation is obliged to cope with. An example of the power factor ( $\cos\phi$ ) and voltage control requirements at the wind farm connection point are depicted in Figure 1.

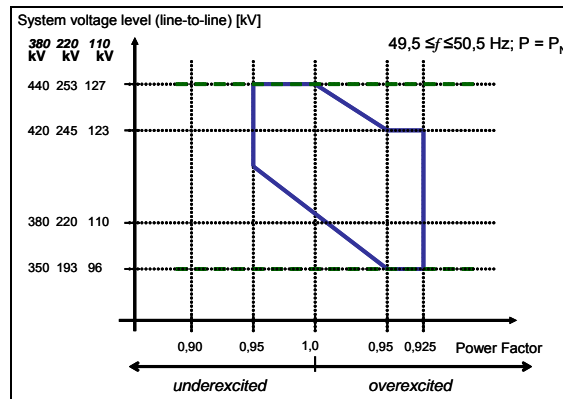


Figure 1 - Basic requirement for the reactive power supply for E.ON **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Furthermore, Figure 2 describes the requirements of several TSOs for the control of reactive power related to the available active power production from wind farms.

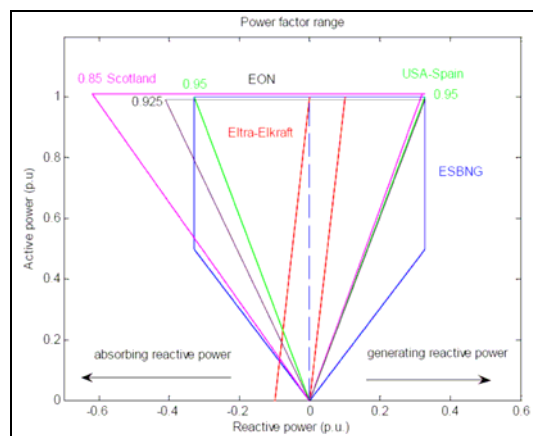


Figure 2 - Reactive power requirements from different grid codes related to the active provision [5]

### c. Fault-Ride-Through-Capabilities

In some EU countries one of the most relevant problems in the recent years was the lack of adequacy of wind generators to withstand voltage dips and to remain connected to the grid supporting the system during faults. This situation could lead to lose great amounts of wind power generation in the event of any disturbance.

Nowadays wind farms are obliged to provide fault ride through capabilities (FRTC) in order to maintain the stability of the grid in cases of faults. Requirements are different in each country and are dependant on the voltage dip and the duration of the corresponding short circuit that the wind farm has to withstand. Most extreme requirements demand that wind power has to support the grid even during voltage dips of 0% (called Zero-Voltage-Ride-Through - ZRVT). In addition, the protections schemes have to be appropriate so that the wind turbines can offer the necessary short-circuit power to activate the protection mechanisms when it is necessary.

Fault-Ride-Through-Capability (FRTC) is one of the most demanding requirements for wind turbine manufacturers due to the heavy conditions that the wind turbine must withstand in case of voltage dips in the grid. Moreover, the larger the wind turbine is the bigger its influence on the transient stability of the grid in case of faults.

Many wind turbines from today are equipped with this option. Therefore, it can be concluded that current wind turbines are able to ride through a wide range of faults in the grid and this is not expected to change in the future. Future grid codes may issue regulations requirements for Zero-Voltage-Ride-Through for wind turbines.

#### d. Wind power forecasting

For the TSOs the previous paradigm of planning based on a small number of well known large power plants it is not applicable any more. Due to natural fluctuating characteristics of wind power, it is required an accurate and reliable forecast for the next hours to days ahead [1] [2]. This will lead to higher grid reliability and cost savings.

Nowadays the development of models for dynamical forecast uncertainty estimation for each time step has nearly the same priority as the wind power forecast itself (see Figure 3). This is due to the multiple applications concerning decision-making problems based on the stochastic nature of wind power prediction errors. Optimal scheduling of power generators and bidding strategies in the electricity markets requires information about a secured power feed-in. All these information can be deduced from wind power forecasts in combination with uncertainty intervals.

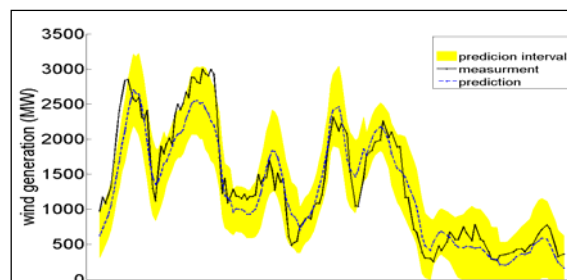


Figure 3 - Example of Forecast Interval Assessment – 90% Probability that all measurements will be within the prediction interval (yellow surface) [8]

### III. Wind Farm Clusters

The Wind Farm Cluster concept was created and developed by Fraunhofer IWES as a natural evolution for wind energy management. In the past, Wind Turbines were grouped into Wind Farms, and nowadays Wind Farms are being grouped into Wind Farm Clusters [3] [6]. The aim of this structure is to allow the TSOs to manage wind energy as a conventional power source, avoiding some natural aspects of wind energy as the fluctuating nature of the wind, the distributed location of the wind farms and the existence of different generator technologies, among other issues.

A Wind Farm Cluster consists in is a logical aggregation of existing physical wind farms which are connected to the same grid node. The main goal of this structure is to allow the large scale management of wind energy and the operation of wind farms as conventional power plants.

For the proper administration of Wind Farm Clusters, the Wind Farm Cluster Management System (WCMS) was implemented. Advanced techniques and control strategies combined with high-tech wind energy forecast technologies were successfully developed. This platform allows wind farm clusters to provide grid operators with active and reactive power control,

wind power reserve, congestion management, gradient control, voltage changes control and power factor control, among other issues, in order to fulfil the current and future requirements regarding operational flexibility and security issued by grid operators.

Figure 4 depicts the general structure of the wind farm clustering. Single wind turbine generators are aggregated under a wind farm. These wind farms connected under the same grid node are logically grouped into a Wind Farm Cluster.

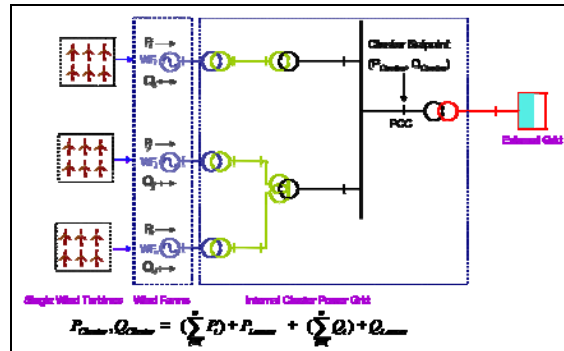


Figure 4 - Wind Farm Cluster description

The WCMS considers the existence of a hierarchical “two layers” structure: TSO and Dispatch Centres layer. As it is shown in Figure 5 the TSO receives monitoring information (P, Q, U) coming from the Dispatch Centres and at the same time the Dispatch Centres receive the control commands sent by the TSO to the wind farms.

The control command (set point) is being sent from the WCMS TSO to the WCMS Dispatch Centres. Once the set points are received by each Dispatch Centre, they have to forward each set point to the wind farms under their control. The distribution of these set points within the wind farms is performed by the WCMS Dispatch Centre.

Parallel to the command data flow (TSO-Dispatch Centres) there is a monitoring data flow (Dispatch Centres-TSO) which allows the WCMS TSO to identify the present state of the cluster and to run its own calculation tools. These monitored parameters allow the system to know the current situation of the generation at wind farm cluster level. Therefore, a permanent communication link between these levels (TSO-Dispatch Centres) has to be assured so the information can flow continuously.

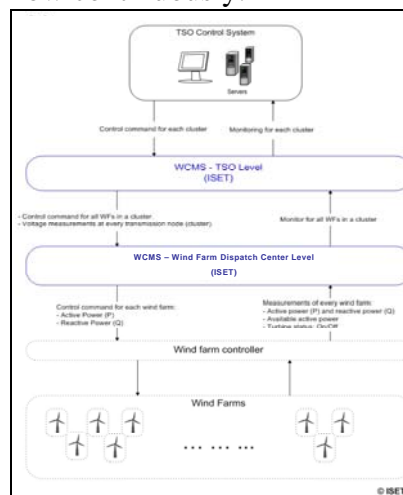


Figure 5 – WCMS structure

## IV. Project “Integration großer Offshore-Windparks in elektrische Versorgungssysteme”

### a. Project description

The overall aim of the project was to increase the energy economic value of wind power by improving the integration of large off-shore wind farms into the electrical power supply system. Control capabilities of a wind farm cluster were tested in order to address the potential future requirements of TSOs for on- and off-shore installations [7].

### b. Tests scenarios

Considering that during the project there were no German R&D off-shore wind farms available as happens nowadays (see section V), it was selected an on-shore wind farm cluster with particular technical characteristics which have allowed the R&D results of the project to be analyzed also for the future off-shore requirements.

The selected cluster is composed by controllable wind farms, it is located in non meshed grid area with low influence in the cluster node from other wind farms installed nearby and has similar grid conditions as it would happen with an off-shore wind farm. It is connected to the transformer station “Bertikow” controlled by TSO Vattenfall Europe Transmission, as it is depicted in Figure 6. The geographic distribution of the involved wind farms is also shown in Figure 7.

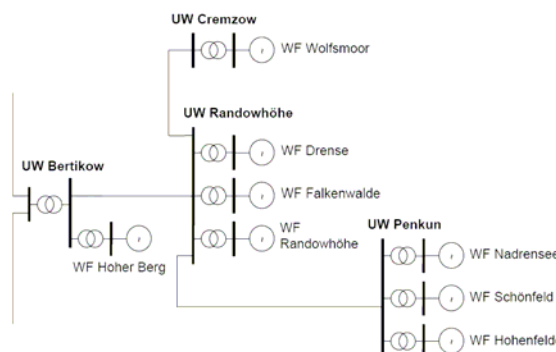


Figure 6 – Tested cluster

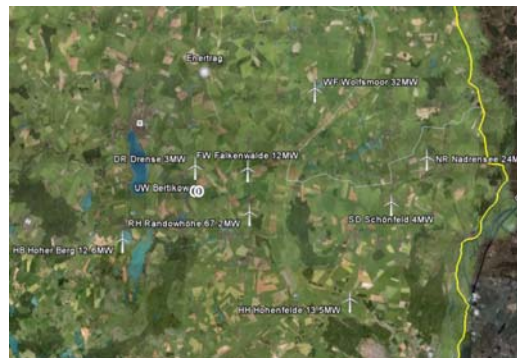


Figure 7 – Wind farms geographic distribution

### c. Performed tests

R&D tests were performed in order to validate the capability of a wind farm cluster to contribute at cluster level with active and reactive power, and voltage control. Therefore a control command was sent through WCMS TSO to the WCMS Dispatch and finally distributed to each wind farm which belongs to the selected cluster (see Figure 6).

For each tests it was measured the reaction time at cluster and wind farm level, analyzing the capability of the whole cluster to be influenced by control commands sent to each wind farm.

### Reactive power control

A reactive power control command was sent to the “Bertikow” cluster and forwarded to each wind farm which belongs to the analyzed cluster. The voltage behaviour during the set point can be observer in Figure 8 as well as the reactive power commands sent to each wind farm.

This test was relevant in order to analyze how a wind farm cluster could contribute with voltage stability through reactive power control both, capacitive and inductive.

In Figure 8 it can be appreciated how the reactive power set point has clearly influenced the voltage at cluster node level.

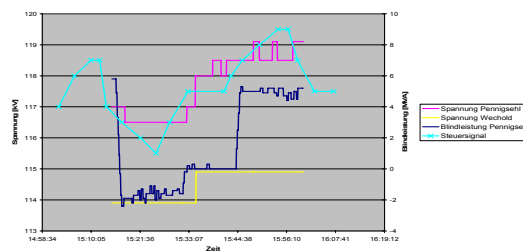


Figure 8 – Voltage control

### Active power control

Active power control tests were performed analyzing how long it would take to a wind farm cluster to reach the desired value (control command sent by the TSO) and how accurately and stable this target is reached during the set point time frame, both at cluster and wind farm level.

Control commands with a reduction of 95, 80 and 60% of the available active power at the analyzed wind farm cluster were sent (see Figure 9). It can be also appreciated that even when the set point was reached, the active power measurements show that there was a certain degree of instability during the set point time frame. The differences between set point target and the reached operational point of the cluster are analyzed in Figure 10.

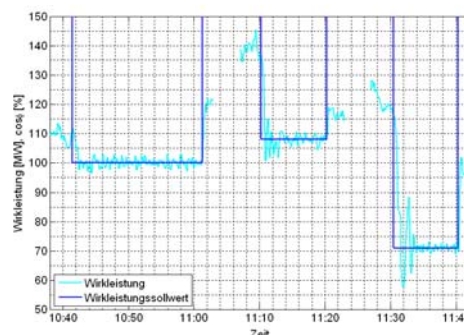


Figure 9 - Active power control wind farm cluster level

Figure 10 shows the deviation between the power production of “Bertikow” wind farm cluster and the given limitation command. More than 90% of the measured active power values do not deviate more than 1% of the power limitation set point. The biggest deviation is 3,5% from the given control command.

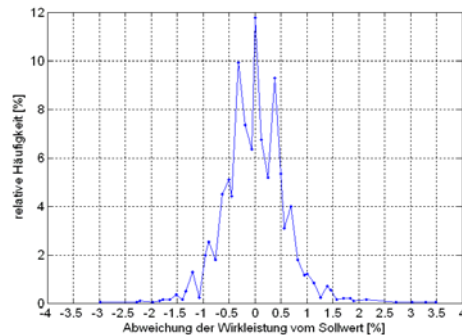


Figure 10 - Cluster deviation from set point

As it can be seen in Figure 11 during the first 200 seconds different power fluctuations were observed registering a clear relation between the requested power reserve volume and the duration of the power fluctuations. As bigger the test was, bigger was the oscillation detected.

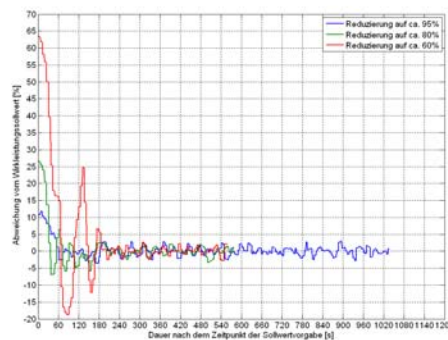


Figure 11 - Active power tests

### Power factor control

Figure 12 depicts a reduction set point of the power factor from 1 to 0,99. This set point generates a reactive power output of -18,8 MVar approximately. It can be appreciated how reactive power reacts nearly 30 seconds after the set point was sent reaching in a stable way the level of -18,8 MVar during the 10 minutes set point time frame.

During this period it can also be appreciated 7 deviations of the set point from its original target. The first six were relatively smooth around the -18,8 MVar set point. The last deviation consisted in a power factor of 1,003. During this deviation the reactive power jumped to 10,44 MVar during 4 seconds approximately.

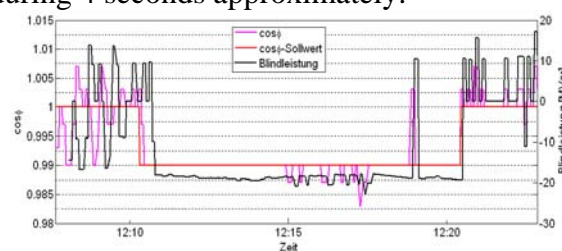


Figure 12 - Power factor reduction



Other power factor variations could also be observed in Figure 13. The longest power factor variation took place with a power factor of 0,94. During this fluctuation it could also be observed a new fluctuation of the power factor to 0,96 duration of 300 seconds. It can also be appreciated that as strong the power factor reduction was longer it took to reach the desired value.

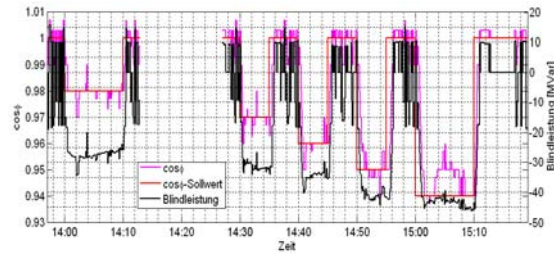


Figure 13 - Power factor reduction

## V. Further R&D projects in the off-shore sector

As shows Figure 14, during the coming years wind energy development in Germany will continue growing. Therefore a large R&D project financed by the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Reactor Safety (BMU) is currently running: the RAVE initiative.

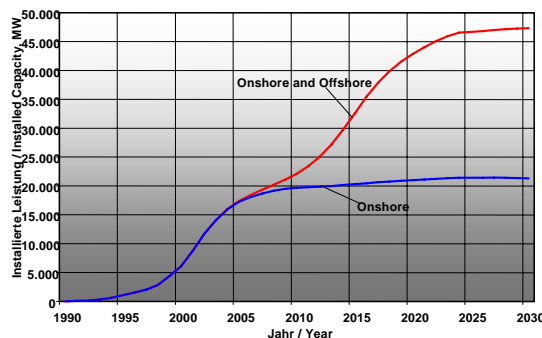


Figure 14 - Development of wind energy in Germany

The RAVE research initiative runs simultaneously with the construction and operation of the "alpha ventus" test site to obtain broad based experience and knowledge for future offshore wind farms.

„Alpha ventus“, the first German offshore wind farm testing and demonstration project, is initiating the utilisation of wind energy in the German North and Baltic Seas. The main focuses in the associated German research initiative, RAVE, are the reduction of costs, increased efficiency, advancing the availability of wind turbines, improving the technology for developing offshore wind energy, its ecologically responsible application as well as technologically optimising the turbines with regard to ecological impact. RAVE is sponsored by the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Reactor Safety (BMU) and is co-ordinated by Fraunhofer IWES. It joins the scientific activities of the plant manufacturers and a multitude of research institutions. In total the BMU has allocated 50 million Euro for the research and further development of wind energy utilisation at sea.

The research areas of Fraunhofer IWES will include the whole wind energy spectrum from materials development to grid optimization as well as energy systems technology for use of all forms of renewable energies. They are described as following:

- Engineering and operation of wind energy turbines and parks.
- Development of components: rotors, power trains and foundations.
- Fluid elasticity and dynamics
- Environmental analysis for wind and ocean energy technology.
- Control and system integration of decentralized energy converters and storages.
- Energy management and grid operation.
- Energy supply structures and systems analysis.

## **VI. Conclusions**

This paper concentrated on the requirements and capabilities for large scale integration of wind power, focusing particularly in the coming off-shore wind power development which will dramatically increase the injected volumes of wind power into the EU's grids.

A progressive displacement of conventional generation by wind energy is already taking place and will be even deeper during the coming years as soon as the new multi mega-watt wind turbines start to be installed (7,5 MW units are already developed and 10 to 15 MW units are currently under concrete R&D). This situation leads to new technical requirements for wind generators in order to make wind energy controllable as the conventional generation is.

Clear definitions and agreements between manufacturers and grid operators will lead to clearer operational requirements for wind energy and in the future to harmonize grid code requirements which will be a step forward for the wind energy sector, saving costs and allowing larger amounts of renewable energies to be integrated into the grids world wide.

A new system tool for wind farm clusters control was presented. Through the Wind Farm Cluster Management System (WCMS), developed by Fraunhofer IWES, it is possible to operate wind farms as conventional power generators. WCMS was successfully tested in Germany, Portugal and Spain, showing that even with the current structures and available technologies wind power can achieve high controllability levels.

Forecasting algorithms and the impact of the uncertainty band of the forecasted wind power values are also essential for the secure and large integration of wind power and were integrated into WCMS too.

The analysis of the performed real tests in Germany described in this paper has shown that the deviation between the set point target and the real power production in 90% of the measurements was not more than 1%. The biggest deviation was 3,5% from the given control command. This shows high controllability levels of wind power during the execution period of the testings.

Finally it is remarkable that in some cases the needed technology for the improvement of wind power controllability levels is already being provided by the wind turbine manufacturers. This technology is available to be used as soon as the new grid codes and regulatory updates get in force.

Needed initiatives for larger scale integration of wind power can be described as following:

- New regulatory developments concreted into new technical requirement through new grid codes versions.
- Technical developments from manufacturers which provide wider capabilities to new machines enabling them to fulfil these new requirements and the possibility to adapt the old ones at a reasonable cost.
- A brand new architecture of Control Centres solely devoted to monitor and control wind power generation interconnected with TSOs facilities.
- Specific tools able to asses in real time the system security with high penetration of renewable generation to perform an operation within standard security margins as well as minimizing additional costs which in the past were afforded due to uncontrollable nature of wind power.

Thanks to the commitment of all involved sectors, wind energy is demonstrating once more that it is ready to face a new challenge in the renewables energies history. It is not only fulfilling the market demand with new modern multi mega-watt wind turbines (on and off-shore), it is also capable to face the challenge of progressively replace conventional generation bringing at the same time security to the system through its already demonstrated controllable characteristics.

This is it self a step forward in the direction of the 100% renewable energies scenario which was also presented by Fraunhofer IWES.

## VII. References

- [1] K. Rohrig, "Online-monitoring and prediction of wind power in German transmission system operation centres", in World Wind Energy Conference, Cape Town, South Africa, 2003.
- [2] B. Lange, K. Rohrig, B. Ernst, F. Schlögl, R. Jursa, J. Moradi, "Wind power forecasting in Germany – Recent advances and future challenges", in Zeitschrift für Energiewirtschaft, vol. 30 (2006) issue 2, pp 115-120.
- [3] A. Gesino, C. Quintero, R. Mackensen, M. Wolff, B. Lange, K. Rohrig, "Wind farm Cluster Management System", XV Energie Symposium, Fachhochschule Stralsund, Nov 6<sup>th</sup> – Nov. 11<sup>th</sup> 2008
- [4] E.ON Netz GmbH. "Grid Code. High and Extra High voltage". April 2006.
- [5] International Review of Grid Codes, Task 1.1. of Wind on the Grid Report, March 2007.
- [6] Rohrig, K., Lange, B., Braun M., Dobschinski J., Gesino A., Mackensen R., Mata J. L., Quintero C., Pestana R., Wessel A., Wolff M., "Wind Power Plant Capabilities - Operate Wind Farms like Conventional Power Plants", European Wind Energy Conference 2009, Marseille, France, 16 - 19 March 2009
- [7] Forschungsinitiative RAVE - Internet reference: <http://rave.iset.uni-kassel.de/rave/pages/welcome>
- [8] J.Dobschinski, A.Wessel, B.Lange, K.Rohrig, L. v. Bremen, Y.M.Saint-Drenan, "Estimation of wind power prediction intervals using stochastic methods and artificial intelligence model ensembles", Dewek 2008.

## VIII. Authors



**Alejandro J. Gesino** is working at Fraunhofer IWES since May 2007 in the area Energy Meteorology and Wind Power Management at the R&D Division Energy Economy and Grid Operation. Born in Mar del Plata, Argentina in 1977, Eng. Gesino's current main R&D interests are related with large scale grid integration of wind power, Wind Farm Cluster concept and control strategies for active and reactive power control with Wind Farm Clusters. Mr. Gesino is also PhD Student at the University of Kassel researching about "Primary and Secondary Frequency Control with Wind Farms".



**Bernhard Lange** is head of Energy Meteorology and Wind Power Management at the R&D Division Energy Economy and Grid Operation of Fraunhofer IWES. He is a physicist with MSc from the University of Oldenburg. After graduating he worked in Denmark with Risø National Laboratory and Wind World A/S. 1998 to 2002 he prepared his PhD about offshore wind power meteorology at Risø National Laboratory and University of Oldenburg. His main research interests for the last 10 years are wind power meteorology, wind farm modelling and wind power forecasting.



**Kurt Rohrig** has been working at Fraunhofer IWES (former ISET) since 1991. Currently he is head of the R&D Division Energy Economy and Grid Operation. Mr. Rohrig has more than 10 years experience in wind power projects. He is the scientist-in-charge for projects handling the online monitoring and prediction of wind power for large supply areas – operated in co-operation with large power transmission utilities. Mr. Rohrig has contributed to numerous publications in the field of wind energy integration in the electrical energy supply and completed his PhD at the end of 2003.

# Der ORGA-Test: Entwicklung eines Testverfahrens zur praxisnahen Beurteilung der Fermenterbiologie von NaWaRo- Biogasanlagen

Nils Engler<sup>1</sup>, Ute Merretig-Bruns<sup>2</sup>, Adam Feher<sup>3</sup>, Thomas Fritz<sup>4</sup>, Michael Nelles<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät,

Lehrstuhl für Abfall- und Stoffstromwirtschaft

<sup>2</sup>Fraunhofer Institut für Umwelt- Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Oberhausen

<sup>3</sup>HAWK Fachhochschule Göttingen, Fakultät Ressourcenmanagement,

Fachgebiet NEUTec

<sup>4</sup>Schaumann Biotic Consult GmbH, Pinneberg

## Kurzfassung:

Der Oberhausen-Rostock-Göttinger Aktivitätstest (ORGA-Test) soll eine vergleichende Quantifizierung der biologischen Aktivität von Biogasfermentern ermöglichen. Dazu werden Fermenterproben von Biogasanlagen einer standardisierten Testroutine unterzogen und die Abbaukinetik eines standardisierten, reproduzierbaren Substrats in hoher zeitlicher Auflösung gemessen. Zusätzlich kann im Parallelversuch der Einfluss z.B. von Fermentationshilfsstoffen oder potenziellen Inhibitoren auf die Abbaukinetik untersucht werden. Die apparative Basis für das Testverfahren bildet das *Gas Production System* der Firma ANKOM. Das Verfahren beruht auf der Messung des Druckanstiegs in einem konstanten Volumen bei konstanter Temperatur. Mit der derzeit vorhandenen Ausstattung können Nullversuch, Kontrolle und bis zu 6 Varianten von Zusatzstoffen jeweils in Dreifachwiederholung untersucht werden. Im Laufe der bisherigen Bearbeitung haben sich Zeitkriterien wie z.B.  $t_{50}$  als Zeit, die benötigt wird, um 50 % des theoretischen Biogasertrags nach BUSWELL zu bilden, als gut handhabbare Größe zum Vergleich verschiedener Fermenterproben herausgestellt.

## Veranlassung

Aufgrund der weiter wachsenden Anzahl von Biogasanlagen in Deutschland und Europa ist mittel- bis langfristig mit einer Verknappung und damit Verteuerung der verfügbaren Substrate zu rechnen. Die optimale Ausnutzung der verfügbaren Substrate wird damit neben der Erschließung neuer, bisher nicht in Anaerobprozessen nutzbarer Biomassen, zu einer ökonomischen Notwendigkeit.

Für beide Anwendungsbereiche, die Optimierung der Abbauprozesse im Fermenter und die Nutzbarmachung bisher nicht erschlossener Substratquellen, wird bereits jetzt eine Vielzahl von Prozesshilfsstoffen am Markt angeboten. Die Wirksamkeit dieser Prozesshilfsstoffe und die Notwendigkeit ihres Einsatzes kann in Praxisanlagen jedoch oftmals schwer beurteilt werden, da sie häufig durch andere Effekte wie z.B. Schwankungen in der Substratqualität überdeckt werden.

Um die Wirksamkeit von Fermentationshilfsstoffen einschätzen zu können, sind vergleichende Untersuchungen zum aktuellen Zustand der Fermenterbiologie erforderlich. Die hierfür zur Verfügung stehenden Mikro- bzw. Molekularbiologischen Methoden erlauben zwar eine extrem differenzierte Charakterisierung der Fermenterbiologie hinsichtlich der

Zusammensetzung der Mikroorganismenpopulation, Rückschlüsse auf die tatsächliche Abbauleistung sind aber aus den Ergebnissen nicht zu ziehen. Die Methoden sind zudem vergleichsweise aufwändig und können nur von entsprechend qualifizierten Laboren ausgeführt werden.

Mit dem Aktivitätstest soll ein einfach handhabbares Verfahren entwickelt werden, welches eine vergleichende Quantifizierung der Abbauleistung der Fermenterbiologie ermöglicht. Dies geschieht derzeit im Rahmen eines durch die AiF geförderten gemeinsamen Forschungsvorhabens unter Leitung des Fraunhofer Instituts UMSICHT, Oberhausen mit der FH Göttingen, Fachgebiet NEUTec und der Universität Rostock als Projektpartner. Im Rahmen des Vorhabens laufen derzeit Untersuchungen an Praxisanlagen mit dem Ziel, das Testverfahren zur Optimierung der Spurenelementversorgung von NaWaRo- Biogasanlagen weiterzuentwickeln.

## Grundlagen

Die apparative Basis für den Test bildet das *Gas Production System* der Firma ANKOM. Das Verfahren beruht auf der Messung des Druckanstiegs in einem konstanten Volumen bei konstanter Temperatur. Bei konstantem und bekanntem Volumen  $V_0$  (in diesem Fall das Kopfraumvolumen der Gärgefäße) ist die Zunahme in der Gasmenge direkt proportional zum gemessenen Druckanstieg:

$$dn = dp \cdot \frac{V_0}{R \cdot T}$$

Im betrachteten Druckbereich (bis ca. 150 kPa Absolutdruck) kann das Gas mit ausreichender Genauigkeit als ideales Gas mit einem molaren Volumen von  $v_0 = 22,4 \frac{l(N)}{mol}$  angenommen werden. [1] Die Volumenänderung (als Normvolumen!) folgt dann direkt aus der Druckänderung:

$$dV = dp \cdot \frac{V_0 \cdot v_0}{R \cdot T}$$

Das System besteht aus druckfesten Gärgefäßen, die in verschiedenen Volumina verfügbar sind, und aufgesetzten Messmodulen. (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) In jedem Messmodul befinden sich ein Drucksensor, ein Spülanschluss und ein Druckentlastungsventil.

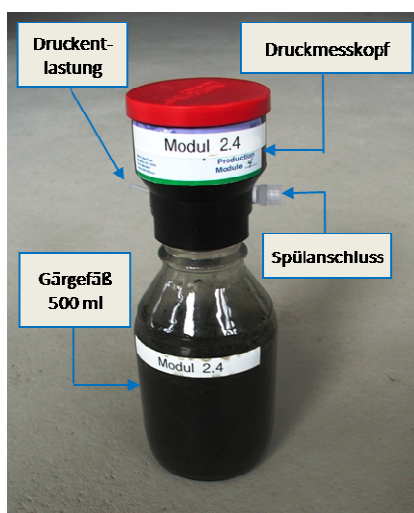


Abbildung 1: Einzelmodul

Der Spülanschluss ermöglicht es, den Kopfraum des Gärgefäßes nach dem Verschließen mit Stickstoff zu inertisieren. Der Drucksensor erfasst den aktuellen Druck im Gasraum und übermittelt die Daten drahtlos an den PC. Die Auswertesoftware berechnet unter Berücksichtigung des aktuellen Luftdrucks, der von einem separaten Modul gemessen wird, den kumulierten Druckanstieg für jedes einzelne Modul.

Um den Gesamtdruck im Gärgefäß zu begrenzen, kann der zulässige Maximaldruck softwaremäßig

für jedes Modul im Bereich 0 bis 100 kPa frei gewählt werden. Beim Erreichen des eingestellten Enddrucks wird das Entlastungsventil für 250 ms geöffnet. Dadurch wird sichergestellt, dass der genannte Gültigkeitsbereich für die allgemeine Gasgleichung sicher eingehalten wird, gleichzeitig wird der Fehler durch die zunehmende Löslichkeit der Gaskomponenten, insbesondere CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>S, vernachlässigbar klein gehalten. Die Gärgefäße werden in einem Wasserbad temperiert und einmal täglich mittels Magnetrührer durchmischt. Der gesamte Versuchsaufbau ist in Abbildung 2 gezeigt.



Abbildung 2: Ansicht des Gesamtsystems mit 12 Modulen: Wasserbad, PC zur Datenaufzeichnung und Nullmodul zur Erfassung des aktuellen Luftdrucks

Von der Software können die Daten von bis zu 50 Modulen gleichzeitig erfasst werden.

Der vom Drucksensor registrierte Druck im Kopfraum des Gärgefäßes wird alle 10 s drahtlos an den PC übermittelt. Von der Software wird in einem zwischen 5 und 60 min wählbaren Zeitintervall der kumulierte Druckanstieg im jeweiligen Gärgefäß gespeichert. Luftdruckschwankungen werden automatisch bei der Datenaufzeichnung berücksichtigt. Für das Testverfahren wurde ein maximal zulässiger Überdruck (einstellbar als Öffnungsdruck des Druckentlastungsventils) von 5 kPa (50 mbar) gewählt.

### Versuchsdurchführung

Abweichend von der gewohnten Fragestellung stellt in diesem Fall der Fermenterinhalt den Untersuchungsgegenstand dar. Variationen des Substrates sollen Aussagen über die Kinetik des Stoffumsatzes und damit über die Leistungsfähigkeit der Fermenterbiologie ermöglichen.

Das Substrat muss je nach Fragestellung mehrere Anforderungen erfüllen:

Reproduzierbarkeit: bekannte und darstellbare Zusammensetzung

Quantifizierbarkeit der Ergebnisse: bekannter Gasertrag

Abbaubarkeit: Die Zusammensetzung der Hauptnährstoffe sollte etwa dem Substrat von NawaRo- Biogasanlagen entsprechen

Keine Beeinflussung des Untersuchungsziels: selbst frei von Promotoren / Inhibitoren

Im Rahmen des genannten Verbundvorhabens kommen mehrere standardisierte Substrate zum Einsatz.

Acetat( Essigsäure ) ist direkt für die methanbildenden Mikroorganismen verfügbar. Aus der Kinetik des Acetatumsatzes sollten Rückschlüsse auf die Leistungsfähigkeit dieser Mikroorganismen möglich sein.

Maisstärke als schnell abbaubares Substrat für hydrolysierende und säurebildende Mikroorganismen eignet sich zur Untersuchung der ersten Reaktionsschritte der Methangärung.

Maissilage als komplexes Substrat: Eine Großcharge einer Praxissilage wurde für das Vorhaben getrocknet, gemahlen und auf die drei Forschungsstellen aufgeteilt. Damit steht für die Projektlaufzeit ein einheitliches praxisnahes Komplexsubstrat zur Verfügung.

Des Weiteren wird an der Forschungsstelle Rostock eine Mischung aus mikrokristalliner Zellulose, Maisstärke, Glukose sowie Phosphatpuffer und Harnstoff verwendet, wobei die Rezeptur so eingestellt wurde, dass das C:N:P-Verhältnis etwa dem einer Maissilage entspricht. Damit steht ein komplexes, auch langfristig reproduzierbares Standardsubstrat zur Verfügung.

Für die Versuchsdurchführung werden Gärgefäße mit 500 ml Nennvolumen verwendet. Die Volumina der Gärgefäße wurden vor Beginn der Versuchsreihe für jedes einzelne Gefäß gravimetrisch bestimmt und sind in der Auswerterroutine hinterlegt. Je Versuch können mehrere Varianten parallel angesetzt werden, wobei üblicherweise eine Wiederholungszahl von  $n=3$  ausreichend ist.

Nullprobe: Fermenterprobe

Kontrolle: Fermenterprobe + Standardsubstrat

weitere Ansätze: Fermenterprobe + Standardubstrat + zu untersuchende Zusatzstoffe

Jedes Gärgefäß wird mit dem dazugehörigen Messmodul verschlossen, anschließend wird der Kopfraum mit Stickstoff inertisiert.

Der Gasertrag wird unter Berücksichtigung der mitgeführten Nullversuche auf die organische Trockensubstanz des eingesetzten Substrats bezogen. Aufgrund der hohen zeitlichen Auflösung ist mit dem standardisierten Versuchsablauf ein Vergleich der Abbaukinetik des Standardsubstrats durch verschiedene Fermenter-Biozönosen möglich.

Für die Ergebnisdarstellung wird das kumulierte Gasvolumen in  $l(N)/kg_{oTS}$  auf das theoretisch maximale Gasbildungspotenzial des Standardsubstrats, berechnet nach BUSWELL [2], bezogen und als Zeitkurve dargestellt.

Messunsicherheit des Testverfahrens

Um die Grenze der mit dem Testverfahren nachweisbaren Effekte zu ermitteln, wurde ein Validierungslauf mit einem möglichst homogenen Inokulum (Faulschlamm aus einer



kommunalen Kläranlage) durchgeführt. An der Forschungsstelle Rostock wurden 2 Sets bestehend aus je 12 Modulen getestet. Die Gärgefäße wurden mit jeweils 400 g Inokulum und 2,5 g mikrokristalliner Cellulose befüllt. Die gemessenen Gaserträge wurden auf die gesamte oTS im Ansatz bezogen. Das Ergebnis ist in Abbildung 3 gezeigt. Der Mittelwert der Module 1-12 liegt mit 146,9 l(N)/g<sub>oTS</sub> leicht über dem der Module 13-24 (144,9 l(N)/g<sub>oTS</sub>), der Variationskoeffizient über alle 24 Module beträgt 2,2 %. Berücksichtigt man, dass Fermenterproben aus Biogasanlagen geringfügig inhomogener sind als der verwendete Faulschlamm, so kann die Nachweisgrenze des Testverfahrens für Effekte durch z.B. Prozesshilfsstoffe bei ca. 4 % angenommen werden.

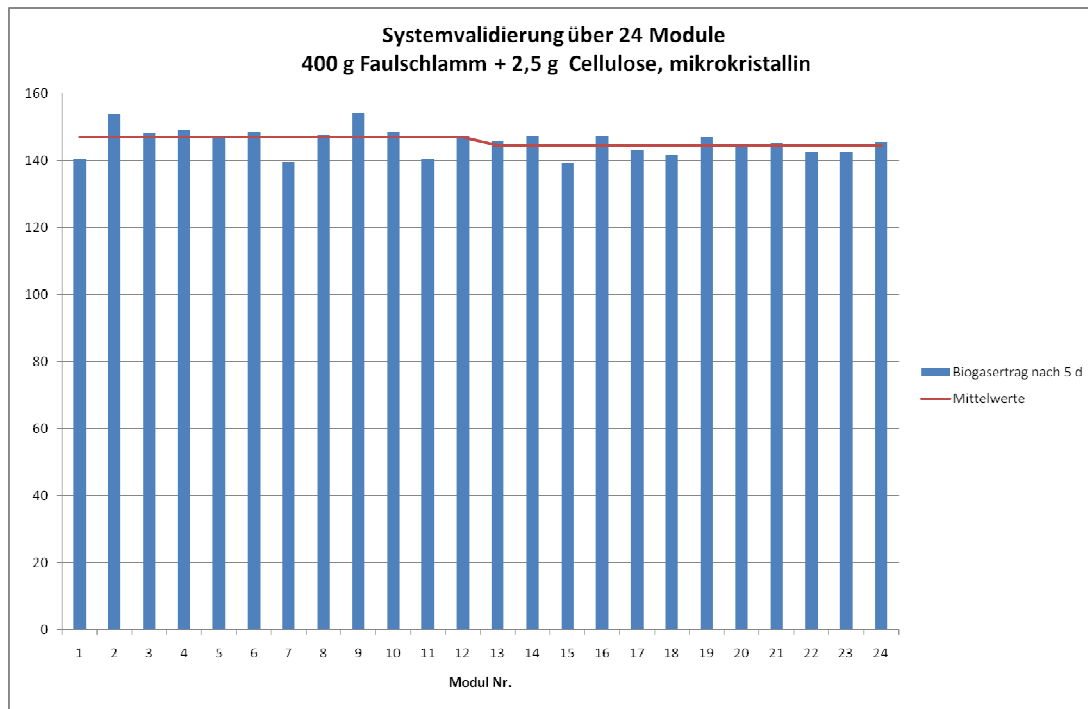


Abbildung 3: Ergebnisse der Systemvalidierung

### Erste Ergebnisse

An den drei Forschungsstellen Oberhausen, Göttingen und Rostock wurden im Zeitraum Januar bis September 2010 insgesamt 37 Biogasanlagen beprobt und jeweils Aktivitätstests mit den drei Substraten Essigsäure, Maisstärke und Maissilage durchgeführt.

Erwartungsgemäß zeigen die verschiedenen eingesetzten Standardsubstrate charakteristische Abbaukinetiken, wie Abbildung 4 anhand eines Beispiels zeigt. Für Stärke und Essigsäure ist der relative Gasertrag, für das Komplexsubstrat *Maissilage* der spezifische Biogasertrag in ml(N)/g<sub>oTS</sub> (linke Achse) dargestellt.

Essigsäure ist sofort für die Methanogenese verfügbar und wird auch praktisch sofort umgesetzt, während Stärke zunächst hydrolytisch aufgespalten werden muss. Dementsprechend erfolgt die Gasbildung mit einer zeitlichen Verzögerung von einigen Stunden. Das Komplexsubstrat *Maissilage* enthält neben der Stärke auch schnell verfügbare Inhaltsstoffe, die einen sofortigen Beginn der Biogasbildung bewirken.

Um die mit verschiedenen Fermenterproben ermittelten Abbaukurven auch quantitativ zu bewerten, können zunächst einfache Kriterien wie z.B.  $t_{50}$  als die Zeit, die benötigt wird, um 50 % des theoretischen Biogasertrags nach BUSWELL zu bilden, herangezogen werden. Eine

Ausnahme bildet das verwendete Standardsubstrat *Maissilage*. Das Zeitkriterium ist hier auf das Erreichen einer bestimmten absoluten Gasmenge (z.B.  $t_{250} = 250 \text{ ml(N)/g}_{\text{OTS}}$ ) bezogen. Der Vorteil dieser Zeitkriterien liegt in der sehr einfachen Bestimmbarkeit und der leichten Verständlichkeit der Aussage.

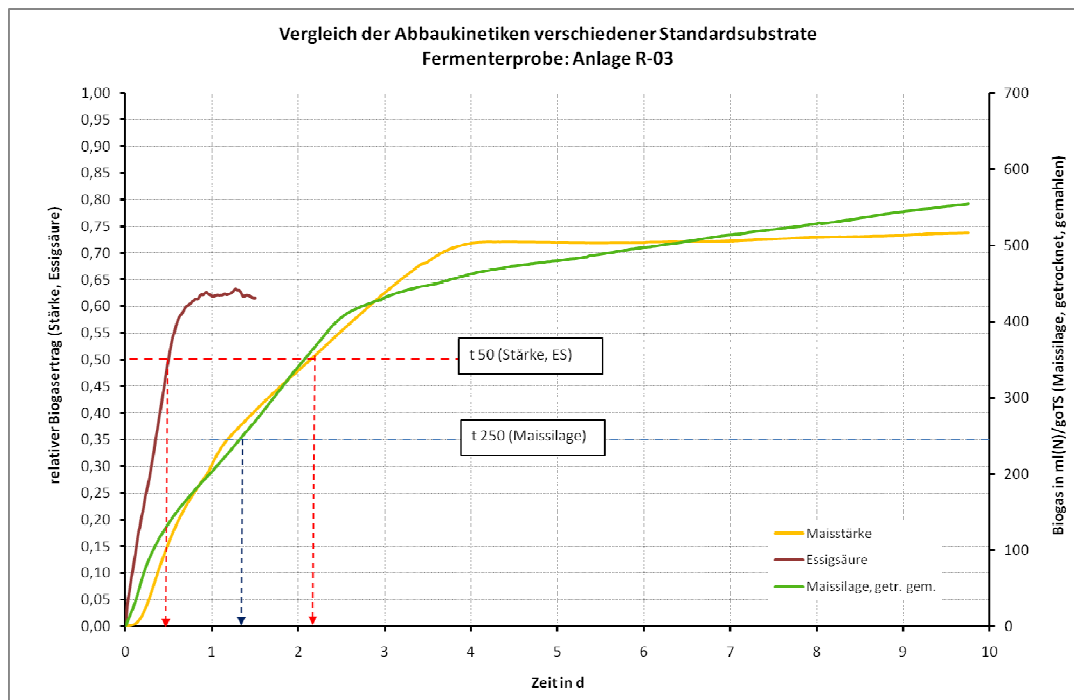


Abbildung 4: Vergleich der Abbaukinetik der eingesetzten Standardsubstrate

Die Fermenterproben der untersuchten Biogasanlagen zeigten zum Teil deutliche Unterschiede hinsichtlich der Abbaukinetik. In Abbildung 5 ist dies am Beispiel des Komplexsubstrats Maissilage gezeigt.

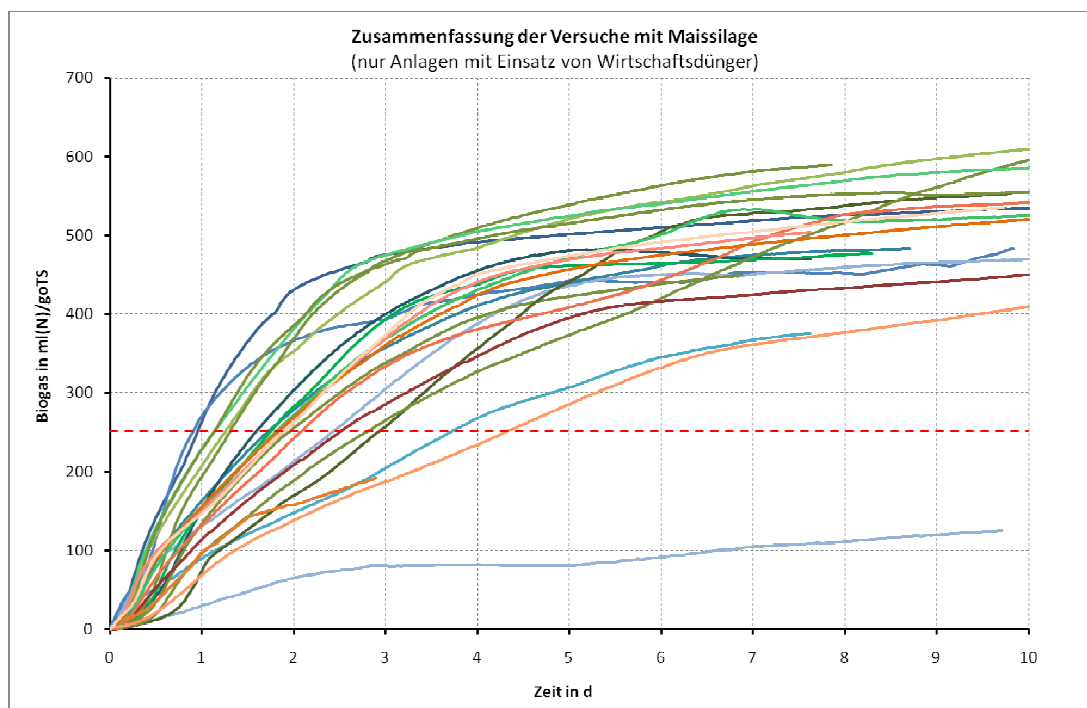


Abbildung 5: verschiedene Abbaukinetiken von Fermenterproben und  $t_{50}$ -Zeit

Zum Vergleich ist auch hier wieder das Bewertungskriterium von  $250 \text{ ml(N)}/g_{\text{oTS}}$  für die Maissilage eingetragen. Die unterschiedlichen Abbauleistungen der Fermenterbiologie bewirken  $t_{250}$ -Zeiten von  $< 1 \text{ d}$  bis ca.  $4,5 \text{ d}$ . Ähnlich stellen sich die Ergebnisse für die Substrate Maisstärke und Essigsäure dar.

Das Testverfahren soll im Rahmen des laufenden Vorhabens zur Optimierung der Spurenelementversorgung von Biogasanlagen optimiert werden. Dazu wird das an den drei Forschungsstellen erhobene umfangreiche Datenmaterial derzeit ausgewertet. Ziel der Datenanalyse ist unter anderem die Entwicklung aussagefähiger Bewertungskriterien sowie die differenzierte Berücksichtigung der Abbaukurven aller drei Standardsubstrate.

### Anwendungsbeispiele

Aufgrund der umfangreichen Versuchserfahrungen und des inzwischen an allen drei Forschungsstellen standardisierten Versuchsablaufes kann der ORGA-Test bereits für die Untersuchung verschiedener Fragestellungen Anwendung finden.

Ein Beispiel für eine deutliche Erhöhung der biologischen Aktivität nach Zugabe einer Spurenelementmischung ist in der Abbildung 6 gezeigt. Die Fermenterprobe kam in diesem Beispiel aus einer BGA mit einer vermuteten akuten Spurenelementverarmung. Im dargestellten Versuch wurden die unbehandelte Probe sowie eine Behandlung mit einem am Markt erhältlichen Spurenelementpräparat verglichen. Als Substrat wurde das synthetische Komplexsubstrat verwendet. Während die unbehandelte Kontrolle das Kriterium  $t_{50}$  innerhalb des Versuchszeitraumes nicht erreichen konnte, zeigte die behandelte Fermenterprobe einen deutlich verbesserten Substratabbau und eine  $t_{50}$ -Zeit von ca.  $4,3 \text{ d}$ .

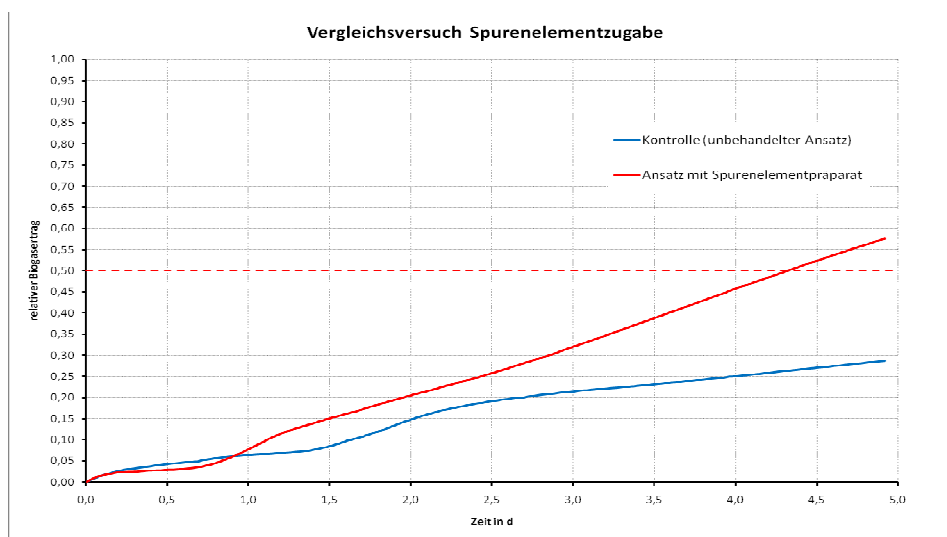


Abbildung 6: Verbesserter Substratabbau nach Spurenelementzugabe gegenüber der unbehandelten Kontrolle

Ein weiteres Anwendungsfeld des Aktivitätstests ergibt sich z.B. bei der Untersuchung von Hemmwirkungen verschiedener Stoffe. Im konkreten Beispiel wurde ein organischer Abfallstoff als Auslöser für einen kompletten Zusammenbruch der Fermenterbiologie einer Abfallvergärungsanlage vermutet. Im Aktivitätstest wurde eine Fermenterprobe einer aktiven landwirtschaftlichen BGA mit synthetischem Komplexsubstrat sowie mit drei Dosierungen des entsprechenden Stoffes in jeweils 4-facher Wiederholung getestet. Das  $\text{oTS}$ -Verhältnis lag dabei zwischen  $0,1$  und  $0,25 \text{ } g_{\text{oTS}}(\text{Inokulum})/g_{\text{oTS}}(\text{Substrat})$ . Das Ergebnis ist in Abbildung 7 dargestellt.

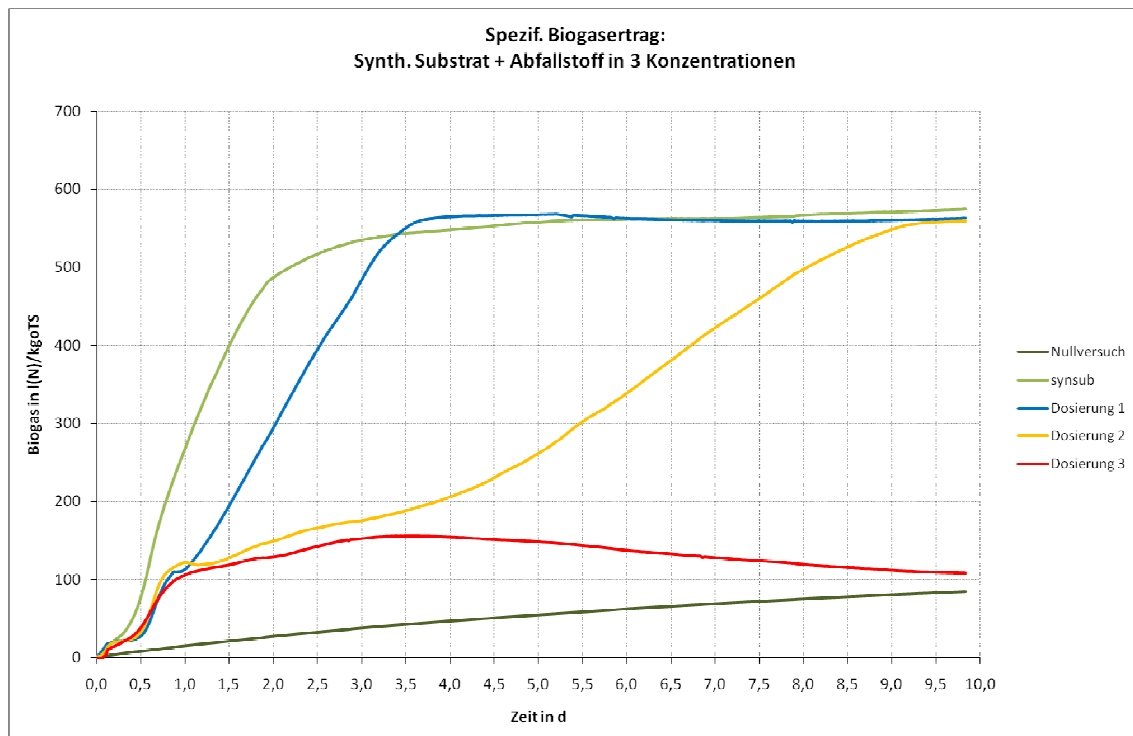


Abbildung 7: Vergleichsversuch zur Überprüfung der Hemmwirkung eines organischen Reststoffs

Die geringste Dosierung zeigt einen zwar deutlich gestuften aber nicht gehemmten Substratabbau. In der zweiten Dosierung verläuft der Substratabbau gegenüber der ersten Dosierung deutlich verzögert, erreicht aber nach 10 d das gleiche Endniveau. Dies wäre im realen Anlagenbetrieb gerade der Grenzfall, bei dem die Hemmwirkung des eingesetzten Stoffes noch nicht erkannt würde. Bei der höchsten untersuchten Dosierung kann eine akute Prozesshemmung beobachtet werden. Die Kontrolle mit synthetischem Komplexsubstrat ( $\sigma_{TS}$ -Verhältnis = 0,18) verläuft ohne Auffälligkeiten. Damit konnte der zu hoch dosierte Einsatz des betreffenden Abfallstoffs als wahrscheinlicher Auslöser für die Betriebsstörung der BGA identifiziert werden.

#### Zusammenfassung und Ausblick

Mit dem Aktivitätstest wird derzeit ein standardisiertes Verfahren entwickelt, mit dem die Abbauleistung der Fermenterbiologie von Biogasanlagen quantitativ und vergleichend beurteilt werden kann. Mögliche Anwendungsgebiete sind die Untersuchungen des Einflusses von Fermentationshilfsstoffen, die Detektion von Prozesshemmungen oder die Ermittlung von Bedarfsgrenzen bestimmter Inhaltsstoffe.

Durch den vergleichsweise kurzen Testzeitraum von 5 bis 7 d kann in kurzen Zeiträumen ein hoher Probenumfang untersucht werden. In dem noch laufenden Forschungsvorhaben soll der Aktivitätstest zur differenzierten Untersuchung der Versorgung von NawaRo-Biogasfermentern mit essentiellen Spurenelementen weiterentwickelt werden. Dazu werden derzeit die erhobenen Daten detailliert ausgewertet und einheitliche Beurteilungskriterien für die verschiedenen Abbaukurven ermittelt. Das Verbundvorhaben wird unter Leitung des Fraunhofer Instituts UMSICHT, Oberhausen unter Beteiligung der FH Göttingen, Fachgebiet NEUTec und der Universität Rostock, Lehrstuhl für Abfall- und Stoffstromwirtschaft, durchgeführt.

Das IGF-Vorhaben 16103 BG der Forschungsvereinigung Verein zur Förderung der Energie- und Umwelttechnik e.V. –VEU, Bliersheimer Straße 60, 47229 Duisburg wurde über die AiF im Rahmen des Programms zur Förderung der industriellen Gemeinschaftsforschung und -entwicklung (IGF) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert.

#### Literatur

- [1] Baehr, H.D. : *Thermodynamik: Grundlagen und technische Anwendungen*. Springer Verlag , Berlin 2002
- [2] Buswell, A.M. & Mueller, H.F. (1952): *Mechanism of Methane Fermentation*. Industrial and Engineering Chemistry, 44 (3), 550-552
- [3] Operator's Manual ANKOM<sup>RF</sup> Gas Production System ; Ankom Technology, Macedon NY, 2008

# WASSERSTOFF ALS KRAFTSTOFF UND ENERGIESPEICHER: STRATEGIE UND UMSETZUNG IM NIP

O. Ehret, K. Bonhoff

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

**Schlüsselwörter:** Wasserstoff, Kraftstoff, Energiespeicher, Brennstoffzellenfahrzeuge, Clean Energy Partnership, H<sub>2</sub> Mobility, Markteinführung, Wind-Wasserstoff-Systeme

**Zusammenfassung:** Das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie fördert die Marktvorbereitung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien. Wasserstoff wird primär als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge gesehen. Daneben wird zunehmend das Potenzial von Wasserstoff als Speichermedium für den Ausgleich fluktuierender Windenergie erkannt. In der Clean Energy Partnership und der Initiative H<sub>2</sub> Mobility werden Fahrzeuge und Infrastruktur für den voraussichtlichen Markteintritt 2015 vorbereitet. Studien belegen die herausragende Speicherkapazität großmaßstäblicher Wasserstoffspeicher und die Demonstration kleinerer Wind-Wasserstoff-Systeme bereitet die Darstellung großer Speicher vor.

**Abstract:** Germany's National Innovation Programme Hydrogen and Fuel Cell Technology supports market preparations for hydrogen and fuel cell technologies. Hydrogen is primarily regarded as a transport fuel for fuel cell vehicles. Recently, the potential of hydrogen as a storage medium for leveling out fluctuating wind energy has received growing recognition. Within the Clean Energy Partnership and the H<sub>2</sub> Mobility initiative vehicles and infrastructure are prepared for market introduction expected for 2015. Studies show the outstanding energy storage capacity of large-scale hydrogen storage systems; and demonstration projects regarding smaller wind-hydrogen-systems prepare the base for realizing large-scale storage.

## 1. Innovationsprogramm und Programmmanagement

Im Mai 2006 wurde von der Bundesregierung das ‚Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie‘ (NIP) verabschiedet [1]. Ziel ist die Vorbereitung der breiten Markteinführung von Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in mobile, stationäre und spezielle Märkte. Das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) stellte 500 Millionen € für Demonstrationsprojekte bereit, mit denen die Lücke zwischen Forschung und Entwicklung (FuE) und Kommerzialisierung geschlossen werden sollte. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) brachte 200 Millionen € für FuE-Projekte in das NIP ein. Die 700 Millionen € öffentliche Gelder sind von Projektpartnern aus Industrie und Wissenschaft mit einem ähnlichen Betrag gegenzufinanzieren. Für die Programmlaufzeit des NIP von 2007 bis 2016 stehen damit 1,4 Milliarden € zur Verfügung. Der ‚Nationale Entwicklungsplan 2.1‘ von April 2007 präzisiert das NIP und weist dem Bereich Verkehr 54% des Gesamtbudgets zu [2]. Dies schließt auch die Infrastruktur für Wasserstoffproduktion, -speicherung und -verteilung ein. Im Energiekonzept der Bundesregierung von September 2010 wurde die Fortführung des NIP bestätigt [3].

Die ‚Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie‘ (NOW GmbH) wurde im Februar 2008 als für die Implementierung des NIP primär verantwortliche Programmgesellschaft gegründet ([www.now-gmbh.de](http://www.now-gmbh.de)). NOW ist insbesondere für die inhaltliche Betreuung von Demonstrationsprojekten, die Gesamtkoordination des NIP und die Erarbeitung von Marktvorbereitungsstrategien in Abstimmung mit Politik, Industrie und Wissenschaft verantwortlich. Förderanträge werden in enger Zusammenarbeit mit dem ‚Projektträger Jülich‘ (PTJ) bearbeitet ([www.fz-juelich.de/ptj](http://www.fz-juelich.de/ptj)).

Von Februar 2008 bis September 2010 wurden im Demonstrationsteil des NIP 88 Projektvorhaben mit einem Gesamtfördervolumen von 223 Millionen € bewilligt bzw. mit einem rechtlich zunächst noch unverbindlichen Vorabbescheid (LOI) versehen. Zusätzlich wurden 18 Vorhaben in Höhe von 50 Millionen € zur Förderung empfohlen und PTJ zur abschließenden Bearbeitung übergeben. Darüber hinaus wurden 80 Vorhaben mit einem Fördervolumen von 156 Millionen € bei NOW diskutiert. Somit wurden für insgesamt 186 Vorhaben Fördermittel über 273 Millionen € bewilligt bzw. fest in Aussicht gestellt und die mögliche Bereitstellung von weiteren 156 Millionen € diskutiert. Nicht berücksichtigt sind hierbei die innerhalb des FuE-Teils zusätzlich umgesetzten Gelder. Damit schreitet die Umsetzung der NIP-Mittel rascher voran als geplant.

Im März 2009 stellte die Bundesregierung 500 Millionen € für die Förderung der Elektromobilität zur Verfügung [4]. Damit werden Demonstrations- und FuE-Projekte für die Hybridisierung von Antrieben, Batteriefahrzeuge, sowie wasserstoff- und brennstoffzellenbasierte Antriebstechnologien unterstützt. 150 Millionen € entfielen auf das BMVBS, welches bis Oktober 2010 zusätzliche 6 Millionen € für den Aufbau von Wasserstofftankstellen bereitstellte. NOW wurde mit der Umsetzung der – ebenfalls durch die Projektnehmer gegenzufinanzierenden - BMVBS-Mittel beauftragt und hat bis dato die vorgegebenen Zielsetzungen voll erfüllt.

## **2. Wasserstoff als Kraftstoff**

Das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie sowie der ‚Entwicklungsplan Verkehr‘ des Nationalen Entwicklungsplans 2.1 betonen die zentrale Rolle von Wasserstoff als Kraftstoff. Wasserstoff kann aus zahlreichen Energiequellen bei geringer oder gänzlich ohne Freisetzung von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) und anderen Emissionen hergestellt werden. Dabei können heimische erneuerbare Energien genutzt und somit die Abhängigkeit von Importen fossiler Energie aus politisch instabilen Regionen erheblich reduziert werden. Der Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff ermöglicht die Nutzung der Brennstoffzelle im Fahrzeug, welche die doppelte Effizienz herkömmlicher Verbrennungsmotoren erreicht.

Die Studie ‚GermanHy‘ stellte fest, dass bei förderlichen politischen Rahmenbedingungen im Jahr 2050 bis zu 70% aller Personenkraftwagen und leichter Nutzfahrzeuge in Deutschland mit Brennstoffzellenantrieben und Wasserstoff betrieben werden können [5]. Die Studie zeigt, dass Mobilität zu heutigen Kosten möglich sein wird, sofern die fahrzeugseitigen Kostenziele erreicht werden.

GermanHy schätzt, dass die Kosten für Wasserstoff zwischen 4 und 5.5 €/kg im Jahr 2020, bzw. 3.5 bis 4.5 €/kg im Jahr 2030 betragen. Emissionen können bis 2050 im Flottendurchschnitt auf 40g CO<sub>2</sub>/km (well to wheel) bzw. 20g CO<sub>2</sub>/km (tank to wheel) reduziert werden.

Übergeordnete Ziele von NIP und Entwicklungsplan Verkehr sind die Verbesserung von Leistungsfähigkeit, Zuverlässigkeit und Lebensdauer, sowie die Reduzierung von Kosten technologischer Komponenten und Systeme. Bei den Fahrzeugen wird insbesondere die Erprobung stetig weiterentwickelnder und wachsender Demonstrationsflotten angestrebt. Die Infrastruktur für Produktion, Speicherung und Verteilung von Wasserstoff ist zu optimieren und erweitern.

Das zentrale Projekt im Verkehrsbereich ist die in drei Phasen unterteilte ‚Clean Energy Partnership‘ (CEP) [6]. Im Demonstrationsprojekt CEP I (2003-2008) wurden in Berlin durchschnittlich 17 Wasserstoff- und Brennstoffzellenfahrzeuge sowie 2 öffentliche Wasserstofftankstellen betrieben. CEP II (2008-2010) wurde in ein Leuchtturmprojekt innerhalb des NIP überführt und um die Regionen Hamburg und Nordrhein-Westfalen erweitert. Im Jahr 2009 wurden zwischen 35 und 40 Personenkraftwagen betrieben; 2010 sind es bereits 50-60. Zudem wurden zwei wasserstoffbetriebene Busflotten in die CEP integriert. Neue Tankstellen werden gebaut und in Betrieb genommen. Im Mai 2010 wurde in Berlin eine leistungsstarke Tankstelle eröffnet und gleichzeitig der Startschuss für eine Rallye mit Wasserstoff-Fahrzeugen nach Hamburg zur Grundsteinlegung einer noch größeren Tankstelle gegeben ([www.now-gmbh.de](http://www.now-gmbh.de)). Ein Ziel der Rallye war es, die weit verbesserte Langstreckentauglichkeit der neusten Brennstoffzellenfahrzeuge zu demonstrieren. Mit Hilfe von an allen CEP-Tankstellen mittlerweile verfügbarer 700-bar Druckwasserstoff-Tanktechnologie werden fahrzeugspezifisch Reichweiten von 400 bis 800 km ermöglicht. Auch hinsichtlich von Leistungsfähigkeit, Zuverlässigkeit, Lebensdauer und Kosten wurden erhebliche Fortschritte erzielt. Den Fahrzeugherstellern zufolge wurden alle wesentlichen technologischen Herausforderungen mittlerweile gelöst; bei der weiteren Entwicklung rücken Optimierung und Kostensenkung ins Zentrum der Aktivitäten. CEP III (2011-2016) steht dementsprechend im Zeichen der Marktvorbereitung. Weitere Regionen sollen beitreten, die Fahrzeugflotten wiederum erweitert und modernisiert; die Infrastruktur ausgebaut werden. Zur Verbindung der Regionen sollen Tankstellenkorridore geschaffen werden und der Anteil regenerativ erzeugten Wasserstoffs bis 2015 auf mindestens 50% steigen.

Die Demonstrationsaktivitäten der CEP gelten dem Erfahrungsgewinn hinsichtlich der Alltagserprobung von Technologien und deren Einbindung in einen Nutzungskontext (z.B. Kundenakzeptanz). Zur Kommerzialisierung von Wasserstoff und Brennstoffzellenfahrzeugen sind aber weitere Schritte erforderlich. Eine wesentliche Initiative außerhalb des NIP wurde am 8. September 2009 publik. Die Automobilhersteller Daimler, Ford, GM/Opel, Honda, Hyundai/Kia, the Alliance Renault/Nissan und Toyota gaben eine gemeinsame Erklärung zur Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen ab [7]: Die Unternehmen beabsichtigen, spätestens 2015 den weltweiten Markteintritt von Brennstoffzellenfahrzeugen mit - über den Lebenszyklus verteilt - mehreren hunderttausend Fahrzeugen zu beginnen. Die Unterzeichner betonen, dass der flächendeckende Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur eine wesentliche Voraussetzung sei und begrüßen nachdrücklich einschlägige Initiativen. Sowohl hinsichtlich von Fahrzeugen als auch Infrastruktur wird Deutschland als



europäischer Leitmarkt betrachtet. Die beteiligten Firmen haben einen Weltmarktanteil von etwa 50% und gaben erstmals gemeinsam eine ambitionierte Erklärung zur Markteinführung ab.

Zwei Tage später kamen Daimler sowie die Energieunternehmen EnBW, Linde, OMV, Shell, Total und Vattenfall zusammen mit NOW der Forderung nach Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur entgegen. Im Beisein des Bundesministers für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung unterzeichneten die Firmen ein ‚Memorandum of Understanding‘ zum Projekt ‘H<sub>2</sub> Mobility’ [8]. Die Initiative zielt auf den Aufbau eines flächendeckenden Wasserstofftankstellennetzes und beinhaltet zwei Phasen. Bis 2011 werden Optionen für den bundesweiten Aufbau eines Wasserstofftankstellennetzes sowie die Entwicklung eines gemeinsamen, wirtschaftlich tragfähigen Geschäftskonzeptes untersucht. Parallel sollten zusätzlich zu den 2009 etwa 30 in Deutschland betriebenen Wasserstofftankstellen weitere durch BMVBS teilfinanzierte Tankstellen bis 2011 errichtet werden [4]. Bei positiver Entwicklung des Geschäftskonzeptes sollte dieses ab 2011 umgesetzt und bis 2015 ein für die Kommerzialisierung von Brennstoffzellenfahrzeugen ausreichend engmaschiges Tankstellennetz installiert werden. Bald nach Bekanntgabe der Initiative traten die Gasunternehmen Air Liquide und Air Products H<sub>2</sub> Mobility bei. Während das Konsortium als Ganzes bislang noch keine konkreteren Angaben zum Ausbau der Infrastruktur macht, kommunizierte der Daimler-Vorstandsvorsitzende Zetsche im Mai 2010 seine Sicht. Demnach könnte ab 2013 der Flächenausbau auf bis zu 1000 Tankstellen zu Kosten von 1,7 Milliarden € beginnen [9]. Bemerkenswert an H<sub>2</sub> Mobility ist nicht nur die Koordination mit der Automobilindustrie, sondern auch die beispielslose Kollaboration unterschiedlicher Branchen und teils konkurrierender Unternehmen.

Die dargestellten Initiativen zur Marktvorbereitung und Kommerzialisierung von Brennstoffzellenfahrzeugen unterstreichen die Notwendigkeit, die Verfügbarkeit ausreichend großer Mengen an Wasserstoff für die Deckung der zu erwarteten Nachfrage sicherzustellen. Der Entwicklungsplan Verkehr erkennt die Notwendigkeit, das Portfolio der Wasserstoff-Bereitstellungspfade mit Hilfe von FuE- und Demonstrationsprojekten weiter zu entwickeln und zur Marktreife zu führen.

Zur Klärung der Frage „woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“ untersuchte GermanHy Optionen zur Bereitstellung großer Mengen Wasserstoff für den Straßenverkehr [5]. Politische Vorgabe war, den Wasserstoff zu mindestens 50% regenerativ zu erzeugen. Aufgrund der ambitionierten politischen Ausbauziele zur Erzeugung von on und off-shore Windenergie wird diese als wichtigste Ausgangsenergie für die Herstellung von Wasserstoff erachtet. Biomasse erreicht ebenfalls eine erhebliche, wenngleich geringere, Bedeutung für die zukünftige Wasserstoffproduktion. Auch industrieller Nebenprodukt-Wasserstoff, aus Kohle und Erdgas hergestellter Wasserstoff, sowie Energieimporte können durchaus eine Rolle spielen.

In einem durch NOW im September 2009 vorgestellten ‚Strategiepapier Wasserstoff-Produktion‘ werden die GermanHy-Herstellungspfade vertiefend betrachtet und in Handlungsempfehlungen hinsichtlich der Gewährleistung der längerfristigen Verfügbarkeit des zukünftig benötigten Wasserstoffs überführt. Das Strategiepapier wurde als Grundlage für die laufende Überarbeitung des Nationalen Entwicklungsplans im Bereich Wasserstoffproduktion akzeptiert. Im Beratungsprozess der

zuständigen NOW-Gremien zeichnen sich mittlerweile Wasserstoff aus Windenergie und Biomasse als die zukünftig zentral wichtigen Bereitstellungspfade ab. Während auch Nebenprodukt-Wasserstoff zu Anfang der Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen relevant sein wird, werden die anderen oben genannten Pfade als weniger bedeutsam eingeschätzt [10]. Im NIP laufen bereits mehrere Demonstrationsprojekte zur Herstellung von Wasserstoff aus Windenergie und Biomasse, sowie zu Nebenprodukt-Wasserstoff.

### **3. Wasserstoff als Energiespeicher**

Mit den ambitionierten Ausbauzielen der Bundesregierung für regenerative Energien und insbesondere fluktuierender Wind- und Solarenergie rücken Fragen der Stabilität der Elektrizitätsversorgung in den Vordergrund. Das Aufkommen von Wind- und Solarenergie ist unregelmäßig und korreliert nur teilweise mit dem Stromverbrauch, so dass der für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität erforderliche Ausgleich von Angebot und Nachfrage immer schwieriger wird. Zunehmend werden Abschaltungen von Windkraftanlagen notwendig, um Überlastung und Zusammenbruch der Stromnetze zu verhindern. Damit geht einerseits nachhaltig produzierte Elektrizität verloren und verschlechtern sich andererseits die wirtschaftlichen Perspektiven regenerativer Stromproduktion.

Eine Reihe von Studien legt dar, dass der Problematik der Einbindung stark wachsender Mengen fluktuierender Energie durch ein Bündel von Maßnahmen begegnet werden muss [11, 12, 13]. Neben dem Ausbau der Stromnetze unter Nutzung innovativer Technologien und einer flexibleren Gestaltung der Elektrizitätsnachfrage wird der Zubau von Stromspeichern als unumgänglich erachtet. Dabei steht eine Vielzahl von Speicheroptionen zur Verfügung, die eine jeweils unterschiedliche Eignung für die Erfüllung spezieller Speicherbedürfnisse aufweisen. Unterschiedliche Anforderungen bestehen vor allem hinsichtlich der Antwortzeit, Leistung, Kapazität und Entladedauer der Speicher. Kosten und Energieeffizienz sind weitere Beispiele für hinsichtlich der Eignung wichtige Bewertungsparameter.

Der Studie ‚Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger‘ des VDE zufolge zeichnet sich beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ein Bedarf für zentrale Großspeicher zur Überbrückung längerer Flauten und zum Ausgleich saisonaler Schwankungen im Energiedargebot ab [11]. Müssen heute relativ geringe Mengen an Regel- und Reserveleistung kurzfristig zur Verfügung gestellt werden, wird zukünftig ein zusätzlicher Bedarf für Speicher mit hoher Leistung, Kapazität und ausgedehnter Entladedauer gesehen. Hierfür kommen nur Pumpspeicherkraftwerke, adiabate Druckluftspeicherkraftwerke und Wasserstoffspeicher in Frage. Pumpspeicherkraftwerke stellen aufgrund der geringen Kosten und des hohen Wirkungsgrades prinzipiell eine attraktive Option dar. Allerdings sind die bestehenden Kapazitäten zur Deckung des erwarteten Speicherbedarfs gänzlich unzulänglich und es werden für Deutschland nahezu keine Ausbaupotenziale erwartet. Damit kann diese Technologie nicht zu Tragen kommen. Druckluftspeicherkraftwerke haben gleichfalls einen hohen und im Vergleich zu Wasserstoffspeichern deutlich besseren Wirkungsgrad. Allerdings weisen Wasserstoffkavernen eine 60 Mal höhere Spei-

cherkapazität und erhebliche Kostenvorteile gegenüber Druckluftkavernen auf. Daher wird Wasserstoffspeicherung als die längerfristig vielversprechendste Option betrachtet. Für die parallele Nutzung von Wasserstoff als Stromspeicher, Kraftstoff und Industriegas werden erhebliche Synergiepotenziale ermittelt, deren Erschließung die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff deutlich verbessern dürfte. Weiterer FuE- und Demonstrationsbedarf für Wasserstoffspeicherung wird festgestellt und die Förderung entsprechender Aktivitäten nachdrücklich empfohlen.

Die BMWi-Auftragsstudie ‚Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie‘ kommt zu ähnlichen Ergebnissen [12]: „Nur die hohe Speicherdichte von Wasserstoff bietet die Option, zukünftig relevante Mengen an Energie auch im Terrawattstunden-Bereich länger als 1-2 Tage ... zwischenspeichern. Mit den Ausbauzielen für erneuerbare Energien nach 2030 müssen aus heutiger Sicht Wasserstoff basierte Speicherkraftwerke eingesetzt werden. Die technische Umsetzbarkeit kann als gut eingeschätzt werden.“ (S. 5f). Die Studie ermittelte darüber hinaus den durch den Ausbau regenerativer Energien entstehenden wachsenden Bedarf an Regel- und Reserveleistung, sowie stationären Großspeichern. Demnach wird 2025 der Einsatz von 1 bis 15 großmaßstäblichen Wasserstoffspeichern erforderlich sein. Auch diese Studie empfiehlt, einschlägige Technologien mit Nachdruck weiterzuentwickeln und zu demonstrieren.

Die von den jeweiligen Landesregierungen mitbeauftragte Studie ‚Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein‘ untersucht die Potenziale von aus überschüssiger Windenergie hergestelltem Wasserstoff [13]. Für die Einbindung der stark zunehmenden Mengen an Überschussstrom wird die Produktion und Speicherung von Wind-Wasserstoff als notwendig erachtet. Der für 2020 prognostizierte Bedarf an Wasserstoff für Industrie und Verkehr kann weitgehend durch Überschussstrom gedeckt werden. Während Wind-Wasserstoff zunächst deutlich mehr als konventionell erzeugter Wasserstoff kostet, kann Wind-Wasserstoff nach 2020 wettbewerbsfähig werden. Die Studie bescheinigt gute Voraussetzungen für die Realisierung großmaßstäblicher Wind-Wasserstoff-Systeme und empfiehlt die Erarbeitung einer Umsetzungsstrategie sowie die Durchführung von Demonstrationsprojekten.

In NIP und Strategiepapier Wasserstoff-Produktion wird Wasserstoff primär als Kraftstoff diskutiert. Allerdings gewinnt die Funktion als Speichermedium für Windenergie erheblich an Bedeutung. Beide Anwendungen bedingen Entwicklung und Einsatz vergleichbarer Technologiekomponenten und Systemkonzepte. Sowohl für kleinere Wind-Wasserstoff-Systeme als auch großmaßstäbliche Speicher sind als Schlüsseltechnologie leistungsfähige Elektrolyseure erforderlich, welche hinsichtlich Effizienz und Kosten weiter verbessert werden müssen. NOW beauftragte eine Studie zu Stand und Entwicklungserfordernissen der Elektrolyse, deren Ergebnisse in Kürze vorliegen werden. Die Realisierung von derzeit noch verhältnismäßig kleinen Wind-Wasserstoff-Systemen wird als wesentlich erachtet, um Erfahrungen zu Technologie und Wirtschaftlichkeit zu sammeln. Gleichzeitig wird damit die Basis für die Verwirklichung großer Systeme geschaffen.

Der Baubeginn des NIP-Demonstrationsprojekts ‚RH<sub>2</sub>-WKA‘ der Firma Wind-projekt steht kurz bevor. Das Vorhaben umfasst Konzipierung, Errichtung und Betrieb eines Wind-Wasserstoff-Sys-

tems. Wasserstoff wird aus Windstrom erzeugt und gespeichert, um dann bei Bedarf zur Deckung des Eigenstrombedarfs nahe gelegener Windkraftanlagen rückverstromt zu werden. Längerfristig ist die Einbindung zusätzlicher Verbraucher vorgesehen ([www.wind-projekt.de](http://www.wind-projekt.de)).

Die Enertrag AG realisiert derzeit ein Hybridkraftwerk nahe der Stadt Prenzlau. Aus Windstrom wird Wasserstoff hergestellt und teils für die Nutzung in der CEP bereitgestellt. Alternativ kann Wasserstoff mit Biogas vermischt und bei Zeiten geringen Windaufkommens rückverstromt werden. Eine wesentliche Zielsetzung ist damit der Ausgleich von Fluktuationen durch Erzeugung, Speicherung und Bereitstellung von Regelenergie ([www.enertrag.com](http://www.enertrag.com)).

Zusammen mit den Unternehmen Total und Berliner Flughäfen kündigte Enertrag im März 2010 an, im Rahmen der CEP am zukünftigen Flughafen Berlin Brandenburg International BBI die weltweit erste CO<sub>2</sub>-neutrale Tankstelle zu bauen und betreiben. Mit Strom aus einem benachbarten Windpark soll zukünftig Wasserstoff produziert und auf 350 bzw. 700 bar komprimiert für die verkehrliche Nutzung bereitgestellt werden ([www.total.de](http://www.total.de)).

#### **4. Fazit und Ausblick**

Die Aktivitäten innerhalb der Clean Energy Partnership, die gemeinsame Erklärung führender Automobilhersteller zum Markteintritt von Brennstoffzellenfahrzeugen 2015, sowie die Infrastrukturinitiative H<sub>2</sub> Mobility verdeutlichen, dass von der baldigen Markteinführung von Brennstoffzellenfahrzeugen auszugehen ist. Die Bereitstellung einer für die Fahrzeugversorgung ausreichenden Menge an Wasserstoff wurde als wichtige Aufgabe erkannt, welche sowohl innerhalb als auch außerhalb des NIP bearbeitet wird.

Neben der Rolle als Kraftstoff wird zunehmend das Potenzial von Wasserstoff als Speichermedium für den Ausgleich fluktuierender Windenergie gesehen. Eine Reihe von Studien zeigt das Potenzial und die strategische Notwendigkeit großmaßstäblicher Wasserstoffspeicher für die längerfristige Speicherung großer Mengen regenerativer Energie. Die Studien verweisen auch auf erhebliche Synergiepotenziale bei gleichzeitiger Nutzung von Wasserstoff als Stromspeicher, Kraftstoff und Industriegas, deren Realisierung die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Wasserstoff erhöhen sollte. Die technologischen Herausforderungen von Wind-Wasserstoff-Systemen erscheinen beherrschbar, müssen aber in weiteren FuE- und Demonstrationsprojekten angegangen werden. Bei förderlichen Rahmenbedingungen – wie vom Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehen [3] – gehen die Studien vom Erreichen der Wettbewerbsfähigkeit in 10 bis 20 Jahren aus.

Daher setzt sich NOW die Aufgabe, die Förderung von Entwicklung und Demonstration von Wind-Wasserstoff-Systemen weiter zu forcieren und damit zugleich die Voraussetzungen für die Realisierung großmaßstäblicher Speichersysteme zu schaffen. Wesentlich ist auch die Erschließung von Synergiepotenzialen zwischen Wasserstoffnutzung für Verkehr, Speicherung und Industrie.

## Quellenangaben

- [1] BMVBS, BMBF und BMWi (8. Mai 2006) *Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie* ([www.now-gmbh.de](http://www.now-gmbh.de))
- [2] Strategierat Wasserstoff und Brennstoffzellen (30. April 2007) *Nationaler Entwicklungsplan: Version 2.1 zum ,Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie‘* ([www.now-gmbh.de](http://www.now-gmbh.de))
- [3] BMWi und BMU (28. September 2010) *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung* ([www.bmwi.de](http://www.bmwi.de))
- [4] BMWi, BMVBS, BMU, BMBF und BMELV (10. März 2009) *Auszug aus dem Bericht an den Haushaltsausschuss Konjunkturpaket II, Ziffer 9 Fokus ,Elektromobilität‘* ([www.now-gmbh.de](http://www.now-gmbh.de))
- [5] dena, FZK, Fraunhofer ISI, LBST und Wuppertal Institut (August 2009) *GermanHy: Studie zur Frage: ,Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?‘* im Auftrag von BMVBS und NOW-GmbH ([www.germanhy.de](http://www.germanhy.de))
- [6] Clean Energy Partnership (kein Jahr) *Bericht 2002 – 2007*, Berlin ([www.cleanenergy-partnership.de](http://www.cleanenergy-partnership.de))
- [7] Daimler (9. September 2009) *Presse-Information: Autohersteller treiben Elektro-Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb voran* ([www.daimler.com](http://www.daimler.com))
- [8] Daimler (10. September 2009) *Presse-Information: ,H<sub>2</sub> Mobility‘ - Gemeinsame Initiative führender Industrieunternehmen zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland* ([www.daimler.com](http://www.daimler.com))
- [9] Zetsche, D. (17. Mai 2010) ‘Fueling the Future: Wasserstoff in der Automobilindustrie’, Essen: Vortrag *World Hydrogen Energy Conference 2010*, 16. bis 21. Mai
- [10] Ehret, O. und Bonhoff, K. (in Erscheinung) ‘Introducing Hydrogen as a Future Fuel: Strategies and Activities in Germany’, Essen: Tagungsband *World Hydrogen Energy Conference 2010*, 16. bis 21. Mai
- [11] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (2008) *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*, Dezember ([www.vde.com](http://www.vde.com))
- [12] Fraunhofer ISE, Fraunhofer AST und VKPartner (August 2009) *Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie: Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie*, Kurzfassung Abschlussbericht, BMWi Auftragsstudie 08/28 ([www.bmwi.de](http://www.bmwi.de))
- [13] LBST (April 2010) *Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein*, Untersuchung im Auftrag der Wasserstoffgesellschaft Hamburg, der Freien und Hansestadt Hamburg, sowie des Landes Schleswig-Holstein ([www.H2Hamburg.de](http://www.H2Hamburg.de))

# THE ECOLOGICAL COST OF THE USE OF BIOMASS OF PLANTS FOR ENERGY PRODUCTION

Bohdan Deptula

62-041 Puszczykowo, bohdan.deptula@neostrada.pl

**Key words:** ecological cost, economic plants, bioenergy conversion, sustainability factor

**Abstract:** The production and transformation of biomass of the economic plants is realized at additional energy input: fertilization, water regime regulation, etc. The enhancement of productivity connected with such technological operations has usually a negative influence on the ecological balance in the environment. The complete material balance and the analysis of cumulative consumption energy and exergy of these processes are necessary for optimization of applied technical solutions. The ecological cost, defined as cumulative consumption of exergy of unrestorable natural resources appearing in the entire chain of the production processes, can be a very important qualitative and quantitative criterion in the effective minimization of the conversion losses.

## Introduction

The comparison of productivity of energetic plantations and the average logging from forests requires an answer to the question how great is the actual, complete, ecological cost of these ways of meeting the energy needs. In the climatic conditions in Europe, the near-natural productivity of forest ecosystems amounts to 1÷2 tons of dry matter from hectare, while the maximal dry matter yields of *Miscanthus sinensis* “Giganteus” in these climate conditions can reach the value ca 40÷45 t.d.m./ha (Fig.1.).

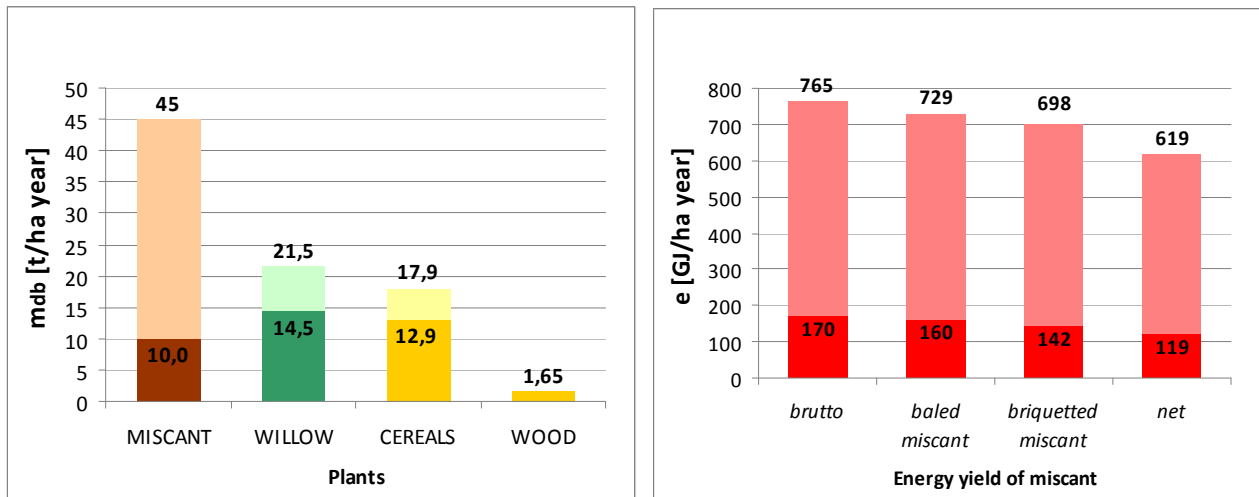


Fig.1. Biomass and energy yield of some energy plants <sup>[1,2,3,4,5,6,7]</sup>  
 $m_b$ - biomass yield [t<sub>o.d.m.</sub>/ha year], e – energy yield [GJ/ha year]

The difference between gross and net energy yield calculated only as a result of the formal energy balance for all components of the process of plant biomass production is not sufficient to determine the load of the environment. Indeed, the gross calorific value of dry-plant biomass, depending on the contents of the hemicelluloses, cellulose, lignin and resins, is contained in the relatively narrow range 15-20 MJ/kg, but its producibility – worthiness is very different. Many publications give partial data concerning energy consumption in the processes of cultivation, harvesting, transport and

prefabrication of raw biomass of energetistic plants. But the diversity of ways of analysis, methods of calculation and variety of conditions of realization of investigations, yielded results spread over a very wide range. The way of evaluating energy consumption based only on the formal energy balance does not take into consideration the quality of used energy carriers. The exact determination of the energy consumption in the whole chain of the processes (from the breaking of the ground to the gathering of crops and afterwards realizing the suitable processes of conversion of chemical energy of biomass into heat and electric energy) can be realized only through considering their cumulated costs. For example, the energy input connected with miscant cultivation calculated as the sum of indirect energy consumption resulting from the pre-chains (e.g. fertilizer production) and the direct energy consumption in the process of biomass production (e.g. fuel consumed for soil cultivation and harvesting) is estimated at  $\Delta_E=8\div 20[\text{GJha}^{-1}\text{a}^{-1}]$ . Consequently, the net energy yield calculated by subtracting the energy input in biomass production from the energy content of the harvested biomass (calculated as the product of fresh dry matter yield and the lower heating value of the biomass) can be smaller by 2÷5%. But in the same cases diminution of the exergy of briquetted miscant biomass can reach  $\Delta_B=16\div 19\%$ , (Fig.1).

### Calculation of ecological cost

The complete analysis of the cumulative consumption of energy and exergy can be realized using the sequential method or the balance equations method. In the latter method the balance equation expressing the coefficient of ecological cost  $\rho_j$  burdening the main product of the j-th process can be formulated as follows [8]:

$$\rho_j + \sum_i \left( f_{ij} - a_{ij} + \sum_k B_{kj} x_{ik} \right) \rho_i = \sum_s \left( B_{sj} + \sum_k B_{kj} y_{sk} \right) \quad (1)$$

where:

$\rho_j$  – ecological cost of the j-th main product,

$f_{ij}$  – coefficient of the by-production of the i-th product per unit of the j-th product,

$a_{ij}$  – coefficient of the consumption of the i-th intermediate product per unit of the j-th main product,

$B_{kj}$  – exergy of the k-th aggressive component of waste products related to the unit of j-th main product,

$x_{ik}$  – coefficient of destruction expressing the amount of the destroyed i-th product related to the unit of exergy of the aggressive k-th waste product,

$B_{sj}$  – exergy of the s-th natural resource immediately consumed in the process under consideration, related to the unit of j-th main product,

$y_{sk}$  – ratio of destruction, expressing the amount of the destroyed s-th component of natural resources, related to the unit of exergy of the aggressive k-th waste product.

### Calculation of sustainability factor

The chemical composition of the fast growing plants, in comparison, for example, with the chemotype of wood, is disadvantageous for thermal conversion of these plants. In particular, significantly greater content of such aggressive elements as chlorine, potassium and sulphur and many times greater content of ash increases capital expenditure and exploitation cost. Also the specific physical and mechanical properties of fast growing plants demand the rational choice of technology of their energy utilization, considering the possibilities of minimization of the consumption of natural non-renewable resources.

On the base of the method presented in the papers [8, 9] the sustainability factor is defined as the ratio of actual ecological cost to the specific exergy of the useful product:

$$r_B = \frac{p}{b} \quad (2)$$

The ecological cost of plant biofuel is calculated as a cumulative consumption of exergy of unrestorable natural resources appearing in the entire chain of the production processes, from raw materials taken from nature to the final product. Because in the analysed systems the investment costs are usually very significant, the calculation of sustainability factor  $r_B$  was performed according to the following formula:

$$r_B = \frac{\sum_m G_m \cdot \rho_m (1 - u_m)}{B_u \cdot \tau_l \cdot \tau_a} + \frac{\sum_N G_N \cdot \rho_N}{B_u} \quad (3)$$

where:

- $G_m, \rho_m$  - consumption of materials for construction and restorers of appliances and installations and their ecological cost, respectively,
- $u_m$  - anticipated economy of ecological cost of materials due to their recycling,
- $B_u$  - nominal stream of produced useful exergy,
- $\tau_l, \tau_a$  - life time of the production appliances and annual time of exploitation at nominal performance,
- $G_N, \rho_N$  - nominal consumption of driving energy carriers and exploitation materials as well as their ecological cost.

### **Sustainability factor determined for the processes of cultivation and energetic utilization of the miscant**

The basis for energy and exergy analysis of the processes of cultivation and utilization of the miscant was:

- agricultural characteristics of the experimental plots established in 1997 [10],
- techno-economic characteristics of the pilot installation of the following system: biomass gas generators – combustion engines – alternators – heat pump.

The values of the sustainability factor were calculated for consecutive processes realized in the installations of the following subsystems: gas generators, gas engine, electric generator, starting installation, heat pump installation. The obtained values of the sustainability factor are included in a very wide range.

For the gas production processes:

- using wood –  $r_B=0,24$ ,
- using baled miscant –  $r_B=0,38$ ,
- using briquetted miscant –  $r_B=0,78$ .

For heat and power generating processes:

- using baled miscant –  $r_B=2,7$ ,
- using briquetted miscant –  $r_B=6,1$ .



## Conclusions

The obtained values of the sustainability factor are included in a very wide range: from  $r_B=0,24$  up to  $r_B=6,1$ . They are relatively high in comparison with the value of the sustainability factor characteristic for wind power plants ( $r_B=0,1$ ), but distinctly low in comparison with the sustainability factor for heat-generating plants with heat pumps supplied from the power network ( $r_B=11,0\div 15,8$ ). In the case of thermal-electric power stations supplied with biomass and from unrestorable sources, the sustainability factor also can change in a wide range  $r_B=2,7\div 6,1$ , depending on the used technology and generated power.

## References

- [1] T. Przybylski, Z. Stecki, The production and transformation of biomass in the forest ecosystem, I Krajowa Konferencja Naukowa "Las – Drewno – Ekologia 93", Poznań – Kórnik, (in Polish), (1993)
- [2] R. Zakrzewski, M. Kielczewski, Wood – the Renewable Chemical and Energetic Raw Material, I Krajowa Konferencja Naukowa "Las – Drewno – Ekologia 93", Poznań – Kórnik, (in Polish), (1993)
- [3] S. Jeżowski, Chinese Miscant [*Miscanthus Sinensis* (Thunb.) Andersson] – the Source of Renewable and Ecological Raw Material for Poland. *Zeszyty Problemowe Postępów Nauk Rolniczych*, 468, pp. 159-166, (in Polish), (1999)
- [4] Plan of Protection of the Wielkopolski National Park, Department of Forest Management and Forest Geodesy, Poznań, (in Polish, not published), (1999)
- [5] B. Deptuła, M. Grobelna, S. Jeżowski, The effectiveness of energetic plantation of miscant, 10th International Conference "Heat Transfer and Renewable Sources of Energy", Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Szczecińskiej, pp.43-48, (2004)
- [6] Statistical Yearbooks of the Republic of Poland, (1999, 2003 and 2004), Warszawa
- [7] J. Lewandowski: *Miscanthus* – a multifunctional biomass crop for the future. Proceedings of the Conference on Alternative Plants for Sustainable Agriculture. Institute of Plant Genetics, Polish Academy of Sciences, Poznań, 2006, pp.83-90.
- [8] J. Szargut, Application of Exergy for the Calculation of Ecological Cost, *Bulletin of the Polish Academy of Sciences*, V. 34 (1986), No 7-8, pp. 475÷480
- [9] J. Szargut, Minimization of the Consumption of NATURAL Resources. *Bulletin of the Polish Academy of Sciences. Technical Sciences*, V. 26 (1978), No 6, pp. 611÷615
- [10] B. Deptuła, M. Grobelna, S. Jeżowski; The effectiveness of cultivation and utilization of miscant as a biofuel, „Heat Transfer and Renewable Sources of Energy”, Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Szczecińskiej, pp.23-28, Szczecin, (2008).

# „Der Heatpipe-Reformer<sup>®</sup> – Entwicklung, Inbetriebnahme und Erprobung“

A. Dengel<sup>1</sup>, M. Stemann<sup>2</sup>

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

<sup>2</sup>h s energieanlagen GmbH, Am Lohmühlbach 21, D-85356 Freising

Die Evonik New Energies GmbH beteiligt sich seit Ende 2005 an der Erprobung eines Prototyps eines neuartigen allothermen Biomassevergasers der Firma h s energieanlagen gmbh. Vorausgegangen war die Entwicklung dieses Konzeptes mit weiteren Projektpartnern in den Jahren 2000 bis 2003 am Lehrstuhl für Thermische Kraftanlagen an der TU München. Der auf dem Gelände des Biomasseheizkraftwerkes Neufahrn errichtete Prototyp entspricht einer Standardanlage mit einer Brennstoffleistung von 500 kW zur Erzeugung von 110 kWe mit einer Gasturbine und einer Nutzwärmeauskopplung von bis zu 300 kWth. Weiterer Partner ist eine in Freising beheimatete Handelsgesellschaft, die nach erfolgreichem Probebetrieb des Vergasungsreaktors in Neufahrn diese Anlage erhält und in Kombination mit einer Mikrogasturbine Strom nach EEG erzeugen will bei eigener Wärmenutzung.

Der Biomasse Heatpipe-Reformer<sup>®</sup> (Bio-HPR<sup>®</sup>) erzeugt aufgrund der unter 5 bar ablaufenden allothermen Wasserdampfvergasung ein hochwertiges wasserstoffreiches Gas, das z.B. direkt einer Gasturbine zugeführt werden kann. Alleinstellungsmerkmale des Verfahrens sind der Wärmeeintrag in den Vergasungsreaktor aus einer getrennten Brennkammer mittels Heatpipes (Wärmeleitrohren) und die Umgehung der Teerproblematik – eine der wesentlichen Herausforderungen bei Vergasungstechnologien – durch die direkte Zuführung der Produktgase in die Brennkammer einer Gasturbine, d.h. ohne Abkühlung unter den Taupunkt der Teere.

Das Gas eignet sich weiterhin zur Synthese von Methan oder flüssigen Treibstoffen (Methanol oder synthetischer Diesel), für einen Einsatz in Hochtemperatur-Brennstoffzellen bzw. zur Abtrennung von Wasserstoff, da es kaum durch innerte Gase verunreinigt ist.

## **Schlüsselwörter:**

allotherme Vergasung, Biomasse, wasserstoffreiches Gas, Gasturbine, KWK

## **Einleitung:**

In Deutschland, in der Europäischen Union und inzwischen auch weltweit besteht breites energiepolitisches Einvernehmen, dass die Energiebereitstellung der Zukunft ohne Einbeziehung der regenerativen Energiequellen nicht möglich sein kann.

Gleichzeitig sind dabei jedoch unverzichtbar:

- die hohe Verfügbarkeit sowohl der Umwandlungstechnologie, als auch des „Primärenergieträgers“, gegebenenfalls die sichere Verfügbarkeit dieser Einsatzstoffe,
- deren umweltschonende bzw. umweltneutrale Umwandlung sowie
- ein hoher Wirkungsgrad des Umwandlungsprozesses.

Die Erforschung und Entwicklung großtechnischer Prozesse und Anlagen, welche diesen Anforderungen genügen, ist weltweit im Gang. Ausgereifte technologische Lösungen, die auch in grö-

ßeren Leistungsklassen sicher beherrschbar funktionsfähig wären, sind aktuell jedoch noch nicht verfügbar. Dies gilt insbesondere für Technologien, die nicht durch modulartigen Ausbau wie beispielsweise Wind – und Sonnenenergiefarmen ohne erhebliche Mehrkosten skalierbar wären.

Das grundsätzliche Prinzip des Heatpipe-Reformers<sup>®</sup> erfüllt als Umwandlungsanlage die gestellten Anforderungen in hervorragender Art und Weise. Als Einsatzstoff dient nachwachsende, heimische Biomasse, welche CO<sub>2</sub>-neutral mit dem im Vergleich zur Verbrennung höheren Gesamtwirkungsgrad eines Vergasungsprozesses umgewandelt wird.

Beim Bio-HPR handelt es sich um einen allothermen Wasserdampf-Vergaser, der am Lehrstuhl für thermische Kraftanlagen der TU München entwickelt wurde. Die Funktionstüchtigkeit wurde mit verschiedenen Laboranlagen-Prototypen nachgewiesen. Seit 2005 hat sich die Firma hse als Lizenznehmer mit der Weiterentwicklung und Markteinführung dieser vielversprechenden Vergasungstechnologie befasst.

Die erste vollautomatisierte und vollintegrierte Anlage mit einer Brennstoffleistung von 500 kW wurde Ende 2007 errichtet. Im Jahr 2008 erfolgten Inbetriebnahme und Probetrieb. Zur Erprobung der 500 kW-Anlage ist Evonik New Energies GmbH dem Vorhaben beigetreten und hat auf dem Betriebsgelände des Heizkraftwerks Neufahrn-Eching eine entsprechende Fläche zur Verfügung gestellt. Der Standort verfügt über eine ausreichende Wärmesenke, um den Bio-HPR dort betreiben und testen zu können. Strategisch gesehen würde die allotherme Vergasung von Biomassen das Portfolio der Evonik New Energies hervorragend ergänzen, da neben 11 Anlagen zur Biomasseverbrennung mittlerweile auch zwei Biovergärungsanlagen von dem Unternehmen betrieben werden. Somit stünde mit der allothermen Vergasung ein Verfahren zur Verfügung, welches im kleinen und mittleren Leistungsbereich schlecht vergärbare Biomassen zur Stromerzeugung nutzen könnte.

Mit der Heatpipe-Technologie sind mehrere Vorteile verbunden:

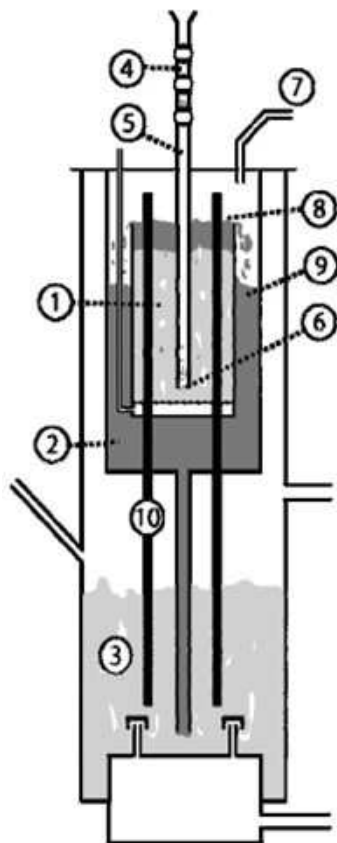
- Der Einsatz biogener Brennstoffe unterstützt die energiepolitische Forderung zur CO<sub>2</sub>-Minderung.
- Anstelle der Verbrennung mit einem geringeren Gesamtwirkungsgrad ermöglicht das Heatpipe-Verfahren, welches die Biomasse vergast, den Einsatz des entstehenden Gases in effizienteren Umwandlungsmaschinen.
- Der kleine Leistungsbereich der Anlage erlaubt deren flexiblen und dezentralen Einsatz.

### **Technische Konzeption des Bio-HPR:**

Ein allothermer Vergaser setzt zwei getrennte Apparate voraus:

Den Vergaser, in dem die Biomasse durch Zufuhr des Vergasungsmittels Wasserdampf umgesetzt wird und die Brennkammer, die die für die endotherme Vergasungsreaktion erforderliche Wärme bereitstellt, welche in den Vergaser eingebracht werden muss. Der Wasserdampf bewirkt dabei die schrittweise Umsetzung des Kohlenstoffs.

- In Summe entsteht ein wasserstoffreiches mittelkalorisches Gas. Findet die Vergasung unter Druck statt, kann das Produktgas direkt einer Gasturbine zur Erzeugung von Strom und Wärme zugeführt werden.
- Die für die Vergasungsreaktionen erforderliche Wärme wird durch atmosphärische Verbrennung mit Luft in einer separaten Brennkammer erzeugt.



- (1) Vergaser (5 bar)
- (2) Siphonsystem (Druckschleuse)
- (3) Brennkammer (1 bar)
- (4) Brennstoffschleuse
- (5) Fallrohr
- (6) Brennstoffeintrag
- (7) Produktgasaustritt
- (8) Überlauf Wirbelschicht
- (9) Bettmaterial mit Restkoks
- (10) Heatpipes

Abb. 1.: Schematische Darstellung der Bio-HPR Funktionsweise

Durch die Verbindung von Brennkammer und Vergaser mit den Heatpipes entsteht das Konzept des Heatpipe-Reformers<sup>®</sup>. Diese Wärmeleitrohre transportieren Wärme mittels eines Metall dampfstroms äußerst effizient, d.h. mit geringem Temperaturgefälle, von der Verdampfungszone (Wärmezufuhr in der Brennkammer, Sieden des flüssigen Metalls) zur Beheizungszone (Vergaser), wo der Metaldampf durch Wärmeabgabe kondensiert und als Flüssigkeit zur Brennkammer zurückfließt. Wichtige Aspekte sind:

- Minimierung des Temperaturgefälles zwischen Brennkammer und Vergaser durch die hohen Wärmeübergangskoeffizienten beim Sieden und Kondensieren,
- der Transport durch den Metaldampf sowie
- der gute Wärmeübergang in den Wirbelschichten.
- Die Idee des Heatpipe-Reformers zielt ab auf die Umgehung bzw. Lösung der Schwachpunkte des „autothermen Holzvergaser“:
- Das Abkühlen des Produktgases auf Temperaturen unter die Kondensationstemperatur von Teeren (ca. 300° C) ist dann nicht erforderlich, wenn die Vergasung bei einem Druck erfolgt, der dem Brennkammerdruck einer Gasturbine entspricht. Die Teere werden in diesem Fall als energiereicher Bestandteil des Gases genutzt.

Funktional und konstruktiv anspruchsvoll ist das integrierte Konzept von Vergaser und Brennkammer in einem Behälter. Es schränkt die Wärmeverluste stark ein und erlaubt, die Gase und Feststoffe auf kurzem Wege, bei geringen Druckverlusten und im Wesentlichen innerhalb der zentralen Einheit zu transportieren. Mit Blick auf die hohe Werkstoffbelastung durch Temperatu-

ren bis 900° C und Drücken von 8 bar, zum Teil bei reduzierender Atmosphäre, ist der Behältermantel des druckaufgeladenen Reformers aus hochwarmfestem Schleuderguss gefertigt. Ringleitungen oberhalb der exothermen Wirbelschicht erlauben eine kontrollierte Zugabe von Sekundär- und Tertiärluft, um einen optimalen Ausbrand zu gewährleisten.

### **Funktionsbeschreibung:**

Der Brennstoff wird durch eine Druckschleuse in ein Fallrohr gefördert. Am unteren Ende wird er dann in die druckaufgeladene Vergaserwirbelschicht eingetragen. Die Wirbelschicht wird mit Dampf fluidisiert und stationär betrieben. Bei der Vergasung entstehen zwei Produkte; das eigentliche Produktgas und der so genannte Restkoks. Das Gas wird oben abgezogen und zur Gasreinigung geleitet. Der Restkoks hat eine geringere Dichte als das Wirbelbett und schwimmt deshalb oben auf. Am Überlauf des Vergasers fällt er in den Zwischenraum zum Siphonsystem. Obwohl die Wirbelschicht stationär betrieben wird, wird auch eine geringe Menge Bettmaterial in diesen Zwischenraum ausgetragen. Um ein Überlaufen zu verhindern, wird das Sand-Restkoksgemisch durch das Siphonrohr in die Brennkammerwirbelschicht abgezogen und verbrennt dort.

Die gesamte Anlage ist für den automatischen, bis auf Wartungsarbeiten manuellen Betrieb konzipiert, ausgelegt und gebaut. Zur prozesstechnischen Überwachung sind 25 Druck-, 75 Temperatur-, 14 Füllstands- und 5 Durchflusssensoren installiert. Die Messdaten werden zentral von einer SPS erfasst und ausgewertet. Die Anlagensteuerung erfolgt über automatische Regelkreise. Im Wesentlichen sind dies:

- Brennstoffbevorratung und -eintrag in die Brennkammer
- Wasser-Dampf- Kreislauf
- Brennkammer
- Reformer

Die Regelkreise sind, soweit erforderlich, interaktiv miteinander verknüpft, beispielsweise jene für Reformer und Brennkammer.

Ein hierarchisches Schutzkonzept bildet die komplette Sicherheitskette der Anlage ab, gibt Meldungen an die Leitwarte des Heizkraftwerks und führt die Anlage beim Eintreten eines Störfalls automatisch in den jeweils definierten sicheren Zustand.

Aufgrund der hohen Systemintegration erreicht der Bio-HPR einen für Kleinanlagen anspruchsvollen Wirkungsgrad:

- elektrischer Wirkungsgrad: 25 %
- Brennstoffausnutzungsgrad: 80 %

Diese hohe Effizienz wird primär erzielt durch konsequente Nutzung von während des Prozesses freigesetzter Energie für andere Prozessschritte.

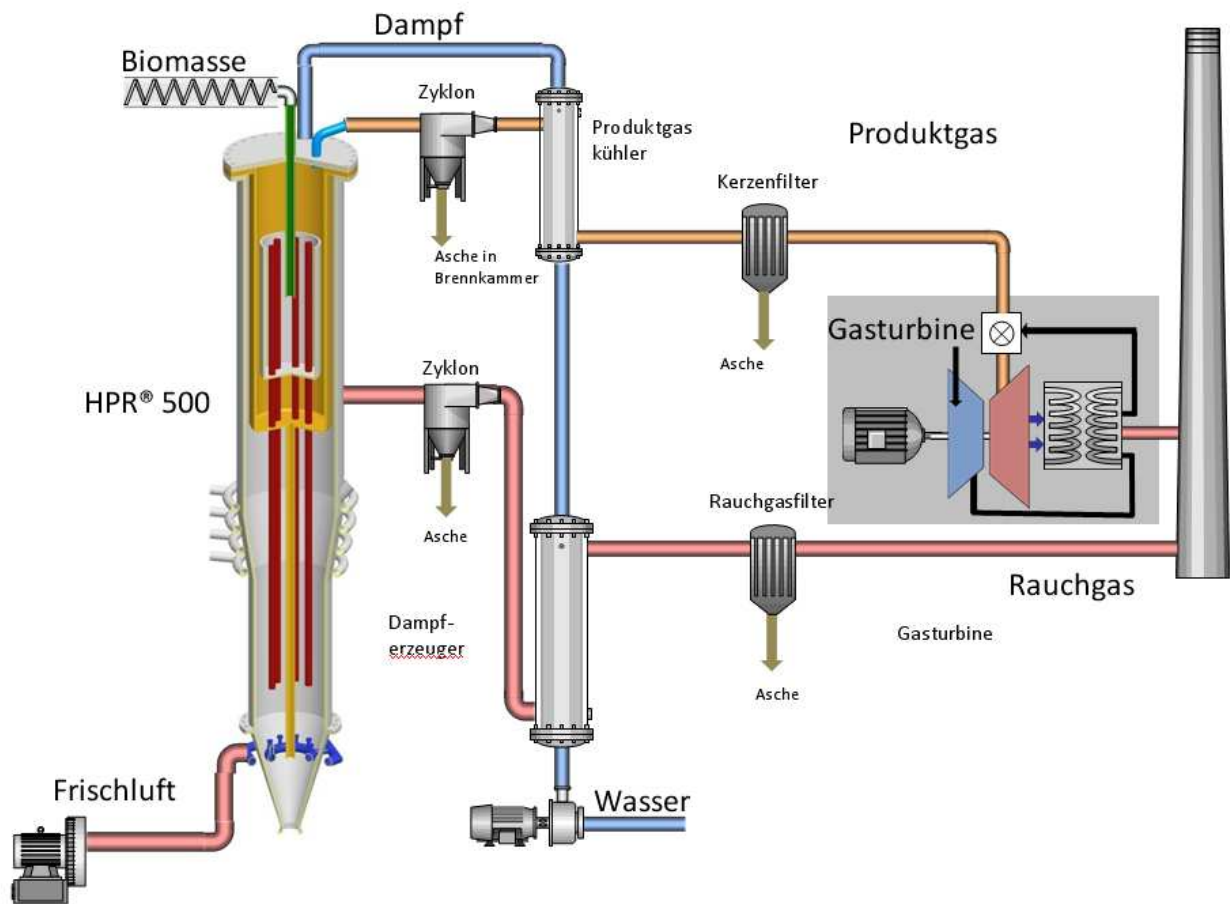


Abb. 2.: Systemintegration

### Stromerzeugung:

Als Kraftmaschine steht eine, für den Betrieb mit dem Produktgas des Heatpipe-Reformers<sup>®</sup> modifizierte, Kleingasturbine (Turbec T 100 H) zur Verfügung. Wegen des wasserstoffreichen Produktgases wurde der Erdgasbrenner ausgetauscht gegen einen hse-Vormischbrenner mit ALSTOM-Technologie. Die gewählte Brennergeometrie verhindert Flammenrückschlag und führt infolge der intensiven Vormischung zu einer stickoxidarmen Verbrennung. Die Gasregelstrecke musste wegen der hohen Temperatur von 400°C neu ausgelegt werden. Aufgrund der Vergasung unter Druck konnte jedoch der Gaskompressor wegfallen und die Nettoleistung der Turbine um 10 kW erhöht werden.



Abb. 3.: Mikrogasturbine Turbec T 100

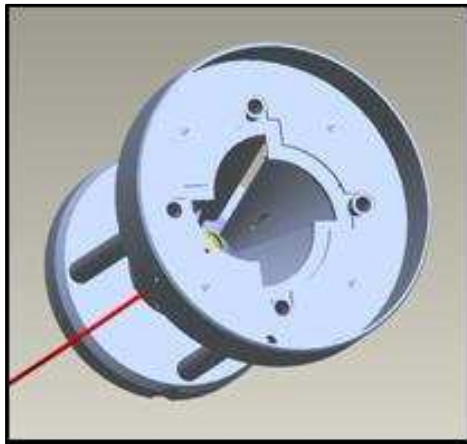
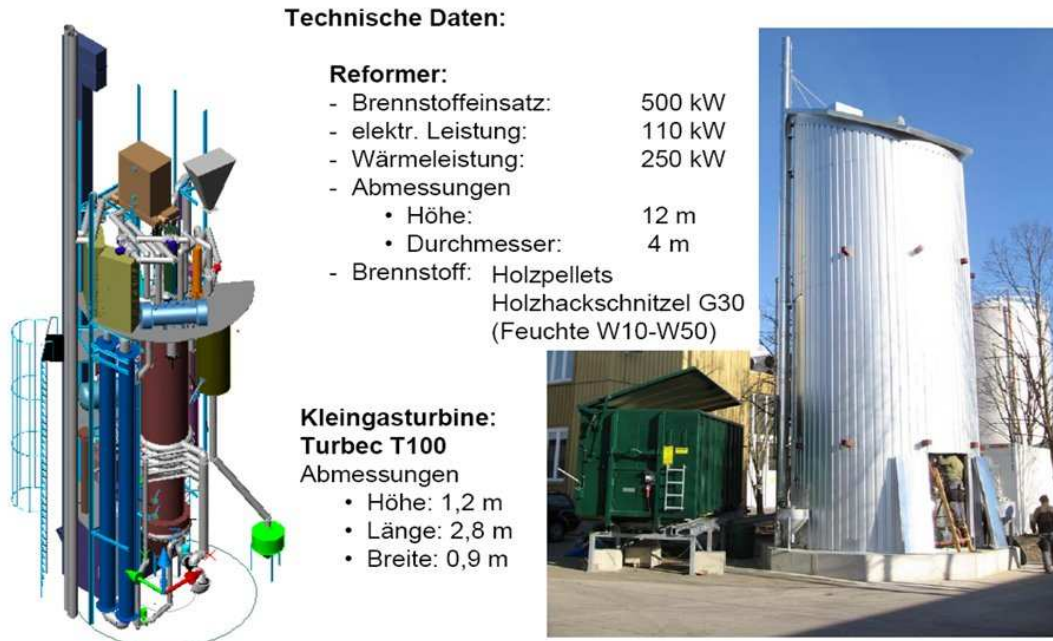


Abb. 4.: Vormischbrenner für  $H_2$  reiche Gase mit Alstom-Technologie

### **Aufbau am Standort Neufahrn:**

Die Gesamtanlage konnte in einem Turm-Zylinder mit 4 m Durchmesser realisiert werden. Diese Bauweise erlaubt die Vormontage im Werk mit anschließendem Tieflader-Transport zum Aufstellungsort. Mittig in dem Turm ist die zentrale Einheit von Brennkammer und Reformer angeordnet. Um diese herum sind die erforderlichen Hilfs- und Nebenanlagen wie MSR, Druckluft- und Reinstwassererzeugung positioniert. Die Außenhülle bietet neben dem Wetterschutz auch eine Schalldämmung und erlaubt somit eine Aufstellung in Wohngebieten. Brennstoffversorgung und -bevorratung erfolgen modular mittels Schubbodencontainern, die im beladenen Zustand angeliefert werden. Somit wird eine Staubbelastung durch die Brennstofflieferung vermieden. Die wichtigsten Technischen Daten des Projekts sind nebenstehend zusammengefasst.



#### Technische Daten:

##### Reformer:

- Brennstoffeinsatz: 500 kW
- elektr. Leistung: 110 kW
- Wärmeleistung: 250 kW
- Abmessungen
  - Höhe: 12 m
  - Durchmesser: 4 m
- Brennstoff: Holzpellets  
Holzhackschnitzel G30  
(Feuchte W10-W50)

##### Kleingasturbine:

##### Turbec T100

- Abmessungen
- Höhe: 1,2 m
  - Länge: 2,8 m
  - Breite: 0,9 m

Abb. 5.: Technische Daten und Aufstellung des Reaktors in Neufahrn

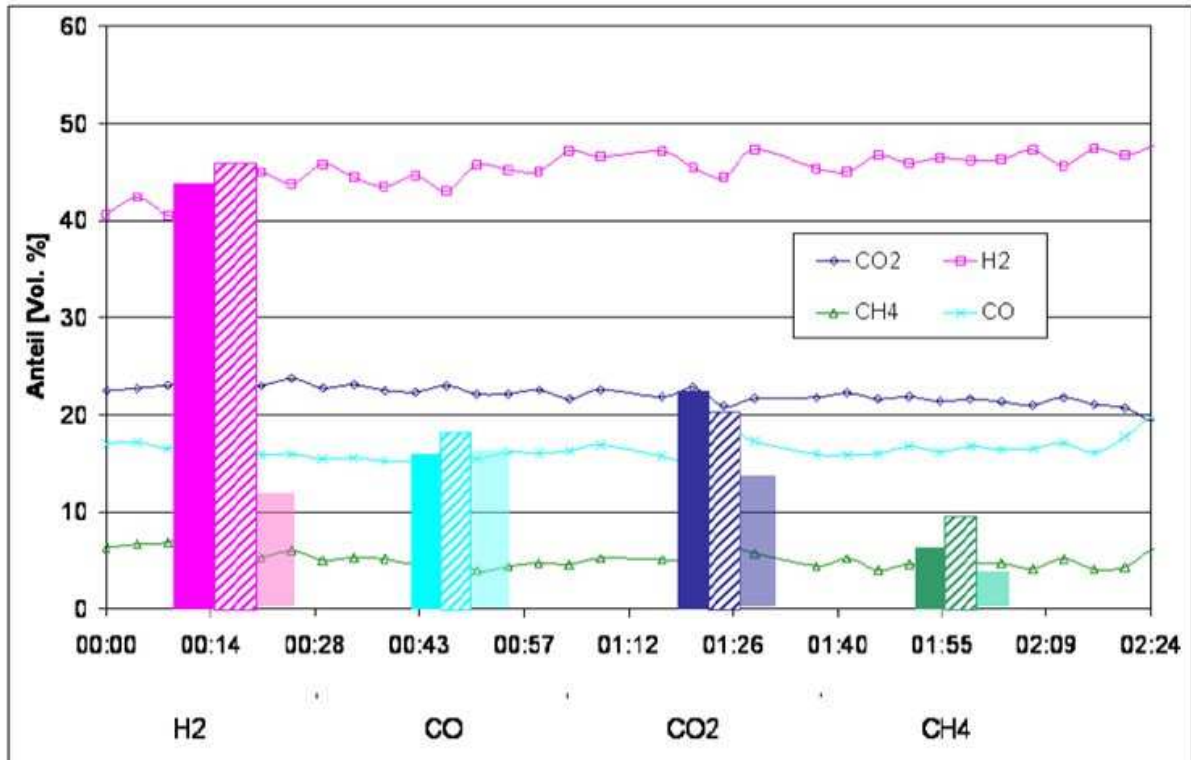
#### Aktueller Projektstand:

Nach erfolgreicher Inbetriebnahme im Frühjahr 2008 befindet sich die Anlage aktuell im Erprobungsbetrieb. Hierbei läuft der Großteil der Anlage im mannlosen Betrieb ohne Beaufsichtigung. Optimiert wird insbesondere der Vergasungsbetrieb.

Im Probetrieb entstand eine Leckage am Reformer. Außerdem zeigte sich eine Anfälligkeit für die Rückströmung von Bettmaterial im Bereich des Reformerdüsenbodens. Parallel zu einer planmäßigen Revision der Anlage wurden diese Probleme durch geeignete konstruktive Veränderungen beseitigt. Ein modifiziertes Befestigungskonzept eliminiert Spannungen, welche zu der Leckage geführt hatten. Der Düsenboden wurde mit einem neuen Anströmkonzept konstruktiv verändert.

Im wieder aufgenommenen Betrieb konnte der Erfolg dieser Maßnahmen unter Beweis gestellt werden. Der Vergasungsprozess lief über einen längeren Vollastbetrieb problemlos und störungsfrei. Die Strömungsprobleme im Bereich des Düsenbodens traten ebenfalls nicht wieder auf. Außerdem führte ein konstanterer, gleichmäßiger Prozessverlauf zu einer verbesserten Produktgaszusammensetzung. Die Gaszusammensetzung zeichnet sich aufgrund der allothermen Betriebsführung durch einen niedrigen Inertgasanteil und aufgrund des Vergasungsmittels Wasserdampf durch einen hohen Wasserstoffgehalt aus.





Vollfarbe:  
Schraffiert:  
Transparent:

HPR500®  
Gleichgewichtsberechnung  
autothermer Luftvergaser

Abb. 6.: Vergleich der Gaszusammensetzungen

Insgesamt wurden die Brennkammer über eine Dauer von 8500 Stunden und der Vergaser über 1400 Stunden mit Holzpellets und mit Hackschnitzeln betrieben (Stand Juli 2010). Dabei zeigte sich die Reproduzierbarkeit und Stabilität der Produktgasqualität. Für die Erprobung des Einsatzes von Hackschnitzeln als Brennstoff war eine Anpassung der Fördereinrichtungen erforderlich. Im weiteren Betriebsverlauf der im Sommer 2010 zum Partner nach Freising umgesetzten Anlage sollen die intensiven Tests fortgesetzt werden. Unter anderem sollen die Auswirkungen einer Erhöhung des Prozessdrucks von bisher 3 bar auf 5 bar, die Möglichkeit eines gleichmäßigeren Brennstoffeintrags sowie die Volumenströme in Fluidisierungsmedium und Synthesegas untersucht werden. Ebenfalls sollen noch in 2010 die Inbetriebnahme und der Test des modifizierten GT Brenner erfolgen.

Im Frühjahr 2011 soll sodann der Erprobungsbetrieb der kombinierten Anlage – Bio-HPR und Mikrogasturbine - abgeschlossen sein und somit ein vermarktungsfähiges Produkt vorliegen.

# Logistics Analysis of Rice Straw for Power Exploitations and Potential Green House Gas Mitigations- An Example in Thailand

Mitra Kami Delivand<sup>a,b</sup>, Mriko Barz<sup>a,b</sup>

<sup>a</sup>The Joint Graduate School of Energy and Environment (JGSEE), King Mongkut's University of Technology Thonburi, 126 Prachauthit Road, Bangmod, Tungkru, 10140 Bangkok, Thailand

<sup>b</sup>Centre of Energy, Technology and Environment, Ministry of Education, Thailand  
e-mail: mirko\_b@jgsee.kmutt.ac.th; mitra@jgsee.kmutt.ac.th

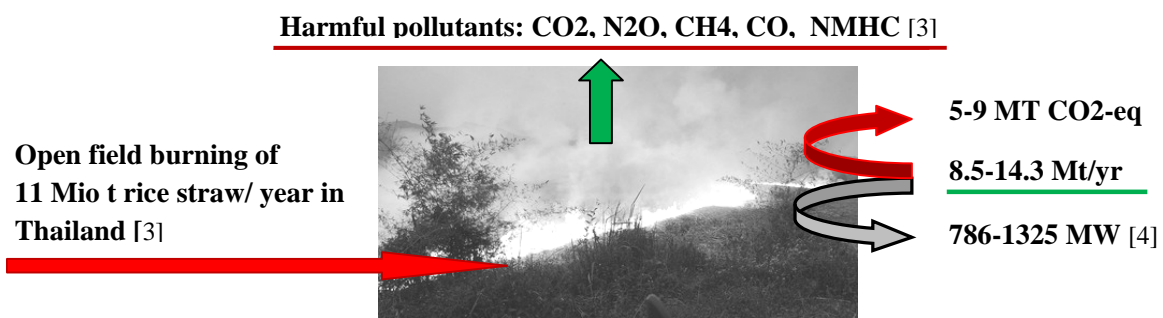
## Abstract

The use of agricultural residues as an energy source has a huge potential to save fossil fuel sources and to reduce the related energy economies pressure on the environment. The assessment of the various process chains for the energetic utilization of rice straw is mainly based on the consideration of the fuel parameters and investigation of the logistics. An engineering cost analysis of rice straw logistics to ensure a profitable operation of the fuel supply to projected thermal power plants in Thailand, including an optimized solution to collect, transport, and store the straw, is presented. The developed baseline scenario for a 10 MWe power plant indicates that the specific costs of rice straw logistics in Thailand will be around 22 USD/t on the average basis in the regions with high potential of rice straw, but no considerable practical use until now. The life cycle green house gas impacts assessment of the activities involved in the handling of rice straw and its combustion in the power plant to generate electricity show that, through substitution of fossil fuels, a specific volume of 148 m<sup>3</sup> natural gas savings and an avoidance of 0.227 t CO<sub>2</sub>-eq emissions per 1 tonne of dry rice straw could be expected.

**Keywords:** Rice straw logistics; power plants; life cycle; Green house gas assessment

## Introduction

Many efforts have been undertaken to increase the use of renewable resources for energy purposes and to decrease the constraints on the use of nonrenewable sources. Rice straw as major agricultural residues, especially in Asian countries, is a potential fuel for energy exploitation [1].

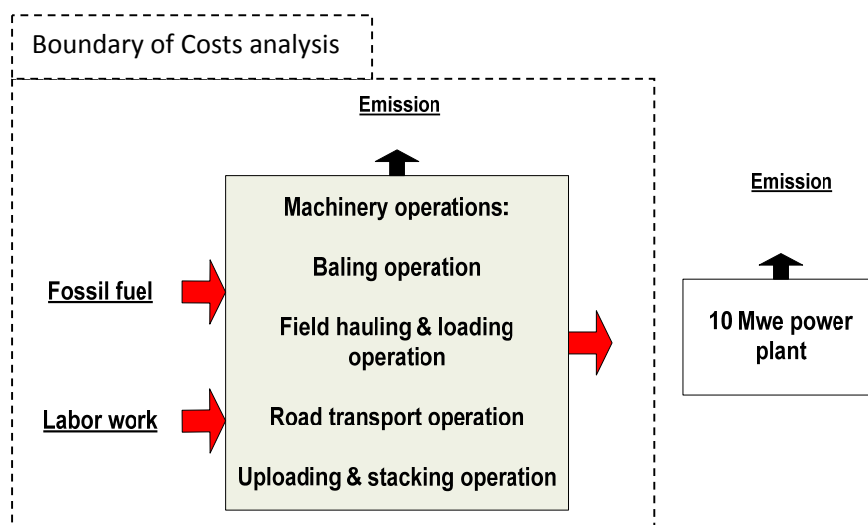


**Fig. 1- Rice straw open field burning in Nonthanburi, Thailand [2]**

An overview of the straw fired power plants in Denmark from 1989 till 2009 shows the successful operations of burning straw fuel types in power plants [5]. The reason why successful concepts for straw utilization from European countries have not been implemented widely in Asia until now is the missing profitability. To ensure a profitable operation of rice straw fired power plants the whole process chains, including the pre-use logistics steps must be taken under consideration. In this view collecting, storing and distributing the biomass streams from the fields to the power plants is a major logistics challenge with great influence to reach profitability. For this reason we assessed the rice straw logistics process chains for energy exploitation. The effect of rice straw logistics management to reduce the green house gas emissions has been investigated too.

## 1. Methodology

A spread sheet model is developed for assessment of the full supply chain of rice straw delivery to a 10 MWe projected power plant in Thailand. The boundary and activities included into the model for the cost analysis and air pollution emissions are illustrated in Fig. 2. It is assumed that straw will be collected in normal size bales ( $1.2 \times 0.5 \times 0.4$  m), because in Thailand we have a smaller division of the farmlands in smaller areas and often weak soil conditions. The functional unit of the model is the delivery of 1 tonne of straw from the field to an exemplary 10MWe power plant and burning it for electricity generations.



**Fig. 2- Boundary of the rice straw delivery to a power plant**

The Calculations of ownership and operating costs of agricultural machineries are based on the machinery management data and calculations presented by the American Society of Agricultural and Biological Engineers (ASAE) [6, 7, 9]. These calculations cover the associated costs of the ownership, insurance, investment, repair and maintenance, fuel and lubrication. Direct quotations from the related companies and enterprises in Thailand are used for the machineries' costs estimation. Rice straw annual demand for the power plant is estimated by Eq. (1) based on the major assumptions presented in Table 1.

$$\text{Annual demand of feed stock (t/yr)} = \frac{\text{Electrical output} * 3.6 * \text{OH}}{\text{Efficiency} * \text{LHV}} \quad \text{Eq. (1)}$$

**Table 1- Major assumptions for estimating annual rice straw demand**

Nominal capacity of the plant	10 MW <sub>e</sub>
Annual operation hours	6000 hrs
Foreseen efficiency based on LHV	21 %
Low heating value of rice straw	12.4 <sup>(1)</sup> MJ/kg
Moisture content (MC)	11% <sup>(2)</sup>
Actual annual rice straw demand	101,905 t/yr

(1) (2) Average of [9, 10, 11,12]

(2) Considering a further 10% organic matter loss [13]

The distance calculation of the catchments area is based on the assumption that the power plant is located in the center of a circular area, from which rice straw would be collected. The yield of rice products is obtained from the available 3-year-statistics data from the Office of Agricultural Economics, Thailand (OAE) [14] and the average rice yield has been estimated to be 3.1 t/ha in the three regions (Central, Northern and Northeastern, Thailand). An average Straw to Grain Ratio (SGR) of 0.60 [12,15,16] at 11% moisture content is used to estimate the rice straw yield. A fraction of 25% of the land is assumed to be preoccupied by buildings, roads, water bodies and other infrastructures. An average fraction of 67% of the rice straw farm lands is included in the calculation of the catchment area, and the collection efficiency is assumed to be 40% (60% of the straw remains on the field to ensure the long term soil fertility). Under the input data and assumptions, the estimated average rice straw yields, circular areas and round trip distances are shown in Table 2.

**Table 2- Average rice straw yields and a round trip distance**

Average straw collection yield, ( t/ha)	0.736
Average Circular area , (km <sup>2</sup> )	2700
Average round trip distance including road winding factor,(km)	82

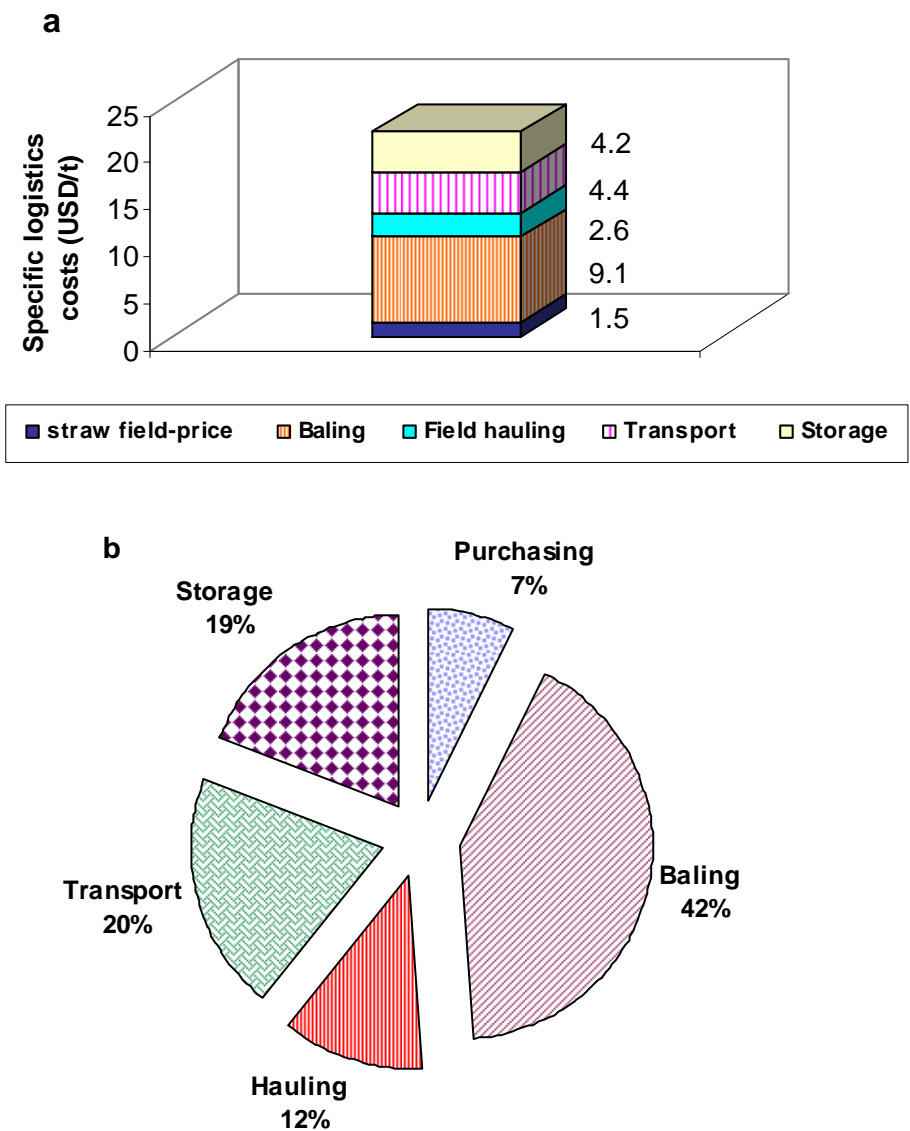
This study focuses on energy exploitation in the regions where straw is not commercially used for any purposes until now and open field burying is the common disposal way of the straw residues. Therefore, we have considered a minimum price of the straw in the field which accounts to almost 7% of the total straw handling operations. Another consideration in the model is a 2-week-inventory roofed storage scenario. Duration of the trip and hourly time spent on any activity involved in the straw handling from the field to the projected power plant has been considered for the labor costs estimations.

## 2. Results and discussions

### 2.1 Logistics cost analysis

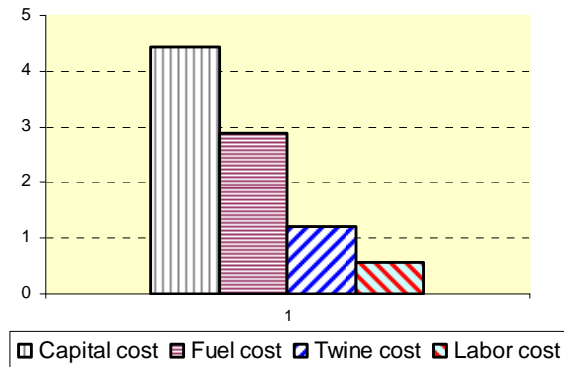
Based on the methodology and assumptions explained in section 1, the specific logistics costs of the individual activity of handling of the straw to the projected power plant are calculated and the

resulting logistics costs and their percentage costs distributions are shown in Fig. 3 a and b. The results show that the total specific logistics cost of all the operations is around 22 USD/t. This amount is equivalent to almost 1.84 USD/GJ on energy basis.



**Fig. 3- Logistics cost breakdowns of rice straw: a USD/t; b cost percentage distributions**

As shown in Fig. 3, the baling operation accounts for the most portions of the costs associated with handling of rice straw. For this reason, the baling cost breakdowns are analyzed and results are illustrated in Fig. 4, implying that the capital costs (ownership cost and operating cost excluding fuel cost which is analyzed separately) have the highest cost share.



**Fig. 4- Cost breakdowns of baling operation**

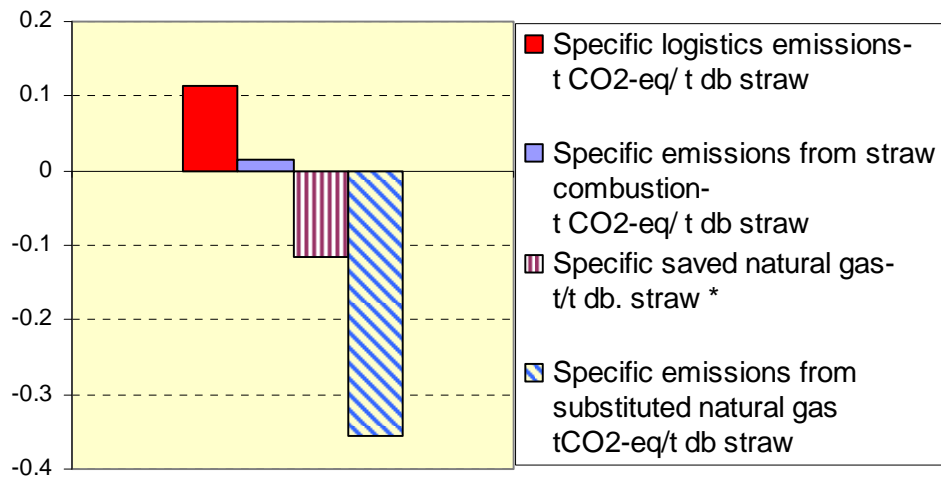
## 2.2. GHG mitigations in logistics operations for power productions

The logistics operation of straw delivery to a 10 MWe power plant could result in air pollution mitigations due to the avoided open field straw burning and the avoided emissions from the substituted fossil fuels (natural gas). Taking into account the emission factors specified to burning of rice straw derived from [3], and using the USA life cycle inventory database [17] in which emission flows of diesel combustion in combination trucks are provided, we have calculated the concentrations of CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, and N<sub>2</sub>O in the whole operations involved in the developed logistics model and burning of the straw in the projected power plant. The characterization factor system developed by Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) explained by [18] is used to weight the various substances according to their efficiencies as green house gases. The results presented in Table 3 show the potential specific green house gas (GHG) emission which could be avoided in case of the straw delivery to a 10 MWe power plant.

**Table 3- GHG emissions of transporting the rice straw to a 10 MWe power plant**

	t CO <sub>2</sub> eq./t straw db
GHG emissions due to open field burning	1.209
GHG emissions due to logistics management of straw	0.114
Potential avoided GHG emissions due to straw management	1.095

In Thailand around 76% of the electricity demands are generated from natural gas power plants [19]. The life cycle GHG impact of the natural gas electricity power plant in Thailand is reported to be around 0.539 g CO<sub>2</sub>-eq/MWh [20] which is used in this study. By assuming that the LHV, and efficiency of the natural gas power plant are 47.1 MJ/kg, and 44%, respectively, the amount of the potential saved natural gas, and the likely avoided GHG emissions through its substitution by rice straw fuel in a 10 MWe power plant is calculated and results are illustrated in Fig 5.



\*Equivalent to 148 m<sup>3</sup>/t db straw; 1 t<sub>db</sub> straw generates 0.662 MWh<sub>e</sub>

**Fig. 5- Natural gas savings and the GHG emission profiles of straw electricity exploitation**

Because the rice plants absorb CO<sub>2</sub> as they grow, we have not included the CO<sub>2</sub> emissions of burning the straw for electricity generation in the GHG emission profiles presented in Fig. 5. However, the N<sub>2</sub>O and CH<sub>4</sub> concentrations have been taken into account. The results show that an approximate specific volume of 148 m<sup>3</sup> of natural gas can be substituted by every one tonne of rice straw in a 10 MW power generation plant. The total natural gas savings for the 20-year life time of the straw combustion plant would be 268 Mm<sup>3</sup>, and the total net CO<sub>2</sub>-eq mitigation due to the natural gas substitutions would be 411 kt CO<sub>2</sub>-eq (0.227 tCO<sub>2</sub>-eq/ t db straw). Furthermore, a considerable amount of about 2.2 Mt CO<sub>2</sub>-eq emitted from the straw open field burnings could be avoided as well.

### 3. Conclusions

Handling of rice straw as a bulky biomass is one of the major constraints for straw energy exploitations in many regions. The investigation of the economic feasibility of fuel supply operations is required prior to start a rice straw fired power plant. Analysis of the various activities involved in the straw handling showed that the specific logistics costs of the rice straw as the fuel for a 10 MWe power plant in Thailand could be around 22 USD/t equal to 1.84 USD/GJ. A life cycle GHG impact assessment of the rice straw logistics operations and its burning in a 10MW power plant indicated a total volume of 268 Mm<sup>3</sup> natural gas savings along with an overall amount of 411 kt CO<sub>2</sub>-eq mitigations benefits from using rice straw residues for 10MW power generations.

### 4. Acknowledgement

We acknowledge the financial supports of the Joint Graduate School, King Mongkut's University of Technology and the Centre of Energy, Technology and Environment, Ministry of Education, Thailand.

## 5. References

- [1] Yano S. , Inoue H., Murakami K., Sawayama S., Kenji I., Yokoyama S. (2009). Potential of ethanol production from major agricultural residues in Asian countries, 6th Biomass Asia Workshop, November 18 – 20, 2009. Hiroshima, Japan.
- [2] Sustainable rice straw management for urban air pollution reduction in Bang Bue Thon Nonthanburi province, Thailand. Southeast Asia Urban Environmental Management applications (SEA-UEMA) project (2009). Asian Institute of Technology, Thailand. Available at [http://www.seauema.ait.ac.th/Publications/casestudy/material/ADP\\_casestudy5\\_09](http://www.seauema.ait.ac.th/Publications/casestudy/material/ADP_casestudy5_09).
- [3] Gadde B., Bonnet S., Menke C., Garivaita S. (2009). Air pollution emissions from rice straw open field burning in India, Thailand and the Philippines. *Environmental Pollution* 157 (5) : 1554- 1558.
- [4] Suramaythangkoo T., Gheewala S.H. (2008). Potential of practical implementation of rice straw-based power generation in Thailand. *Energy Policy* 36: 193-197.
- [5] Fenger L.D. (2008). The use of straw as energy source- example Denmark, Central European Biomass Conference, Jan. 16 – 19, 2008. Graz, Austria.
- [6] Smathers R. (2007). The costs of owning and operating farm machinery in the Pacific Northwest. [http://www.cals.uidaho.edu/edComm/pdf/PNW/PNW\\_0346/toc.html](http://www.cals.uidaho.edu/edComm/pdf/PNW/PNW_0346/toc.html). Accessed on Sep. 10, 2010.
- [7] Huisman W., Venturi P., Molenaar J. (1997). Cost of supply chains of *Miscanthus giganteus*. *Industrial Crops and Products* 6 : 353-366.
- [8] Joseph St. (2000). *Agricultural Machinery Management Data*. D 497.4.
- [9] Srisovanna P. (2004). Thailand's Biomass Energy. Energy Conservation Center of Thailand. Electricity Supply Industry in Transition: Issues and Prospect for Asia. 14-16 Jan. 2004.
- [10] Energy for Environment Foundation (EEF) (2007). Biomass Analysis , Energy for Environment Foundation, Thailand. Available at [http://www.eef.or.th/download/Heating %20Value.pdf](http://www.eef.or.th/download/Heating%20Value.pdf) . Accessed in June 2010.
- [11] Prasertsan S., Sajjakulnukit B. (2006). Biomass and biogas energy in Thailand: Potential opportunity and barriers. *Renewable Energy* 31 :599–610.
- [12] Gadde B., Menke C., Wassmann R. (2009). Rice straw as a renewable energy source in India, Thailand, and the Philippines: Overall Potential and limitations for energy contribution and greenhouse gas mitigation. *Biomass and Bioenergy* 33: 1532-1546.
- [13] Perlack R.D., Turhollow A.F. (2002): Feedstock cost analysis of corn stover residues for further processing. *Energy* 28: 1359-1403.
- [14] Agricultural statistics of Thailand, Office of Agricultural Economics (OAE), Ministry of Agriculture and co-operatives, OAE.
- [15] Yokoyama S.Y, Ogi T., Nalampoon A. (2006). Biomass energy potential in Thailand. *Biomass and Bioenergy Utilization of Biomass* 18 : 405-410.
- [16] Boonrod S., Rungrawee Y., Virach M., Veerawan P., Bhattacharyab S.C., AbduSalam P. (2005). Assessment of sustainable energy potential of non-plantation biomass resources in Thailand. *Biomass and Bioenergy* 29: 191-198.
- [17] NREL- National Renewable Energy Laboratory: U.S. Inventory database. Available at <http://www.nrel.gov/lci/database/default.asp>.
- [18] Sonnemann G., Castells F., Schuhmacher M. (2004). Integrated life-cycle and risk assessment for industrial processes. CRC Press, U.S.: 37-75.
- [19] Energy Planning and Policy Office (EPPO). (2010). Ministry of Energy, Thailand <http://www.eppo.go.th/index-E.html>.
- [20] Phumpradab K., Gheewala S.H., Sagisaka M. (2009). Life cycle assessment of natural gas power plants in Thailand. *International Journal of Life Cycle Assessment* 14:354–363.



# “Wärmespeicher – Tragende Säule des umfassenden Einsatzes von regenerativen Ideen“

Druckspeicher aus Glasfaserverstärkten Kunststoffen (GFK) - Eine neue Generation von Wärmespeichern

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

## 1 Kurzfassung

Thermische Energie macht einen wesentlichen Teil des gesamten weltweiten Energiebedarfs aus. In künftigen Wärmeversorgungssystemen wird Solarwärme die Hauptwärmequelle eines Gebäudes und weitere Wärmequellen nur als Backup vorhanden sein.

Weitere neue Anwendungen für Wärme- und Kältespeicher erschließen sich durch solare Prozesswärmebereitstellung, solare Gebäude-Klimatisierung, solar unterstützte Wärmepumpensysteme und künftig die solare Stromerzeugung.

Ein wichtiger Schritt in der Umsetzung und damit zur Erreichung der Klimaziele ist dabei die verbesserte Wärmespeicherung.

Die thermischen Energiespeicher sind hierzu ein Schlüssel zur Effizienzsteigerung.

An der TU Ilmenau werden im Rahmen des Bundesforschungsprogramms Solarthermie2000 / 2000plus seit 1995 mit Industriepartnern neue Wärmespeicherkonzepte auf der Grundlage des Einsatzes glasfaserverstärkter Kunststoffe (GFK) entwickelt und umgesetzt.

Innerhalb einer ARGE „GFK-Druckspeicher“ wurde in mehrjähriger Entwicklungsarbeit eine neue Generation Wärmespeicher entwickelt: „GFK-Druckspeicher“.

Die Dauererprobung wurde in 09/2010 erfolgreich abgeschlossen. Die Auswertung erfolgt bis 02/2011. Zur Zeit läuft die Fertigungsvorbereitung, so dass ab Mitte 2011 ein neues serienmäßig hergestelltes modulares Wärmespeichersystem aus Glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) für Füllvolumen von 2 bis 15 m<sup>3</sup> als Speichermedium mit Medientemperatur bis 95 °C und bis 3 bar Betriebsdruck zur Verfügung steht.

Über Ergebnisse der Auswertung und zum neuen Speicherkonzept wird im Vortrag aktuell berichtet.

## 2 Einleitung

Wie sieht der Energiebedarf Europas aus?

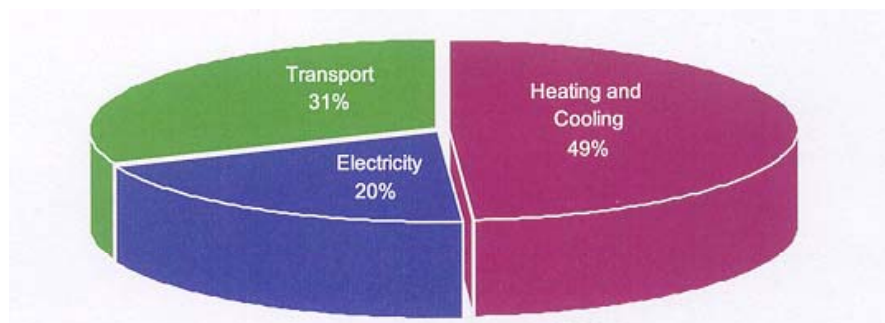


Abb. Endenergiebedarf in Europa (Quelle: EREC 2006)

Der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch in Deutschland 2008 ist 9,7 %.

**Thermische Energie macht einen wesentlichen Teil des gesamten weltweiten Energiebedarfs aus.**

**Neben dem Gebäudebereich besteht ein beträchtlicher Verbrauch thermischer Energie auch bei industriellen Prozessen und wärmeintensiven Dienstleistungen.**

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

Allein bis zum Jahr 2020 soll sich der Anteil der Wärme aus erneuerbaren Energien verdoppeln. Die Solarwärme muss aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse und geothermischer Energie damit zukünftig einen deutlich steigenden Anteil an der Wärmebereitstellung übernehmen.

Noch optimistischer stellen sich die Perspektiven aus Sicht der Europäischen Solarthermie - Technologie - Plattform (ESTTP) dar. Danach kann die Solarthermie 2030 bereits rund die Hälfte des gesamten Wärmebedarfs der EU decken. <sup>1)</sup>

In den vergangenen Jahren hat sich der Solarthermie- Markt in Deutschland positiv weiter entwickelt. 2008 wurden in Deutschland ca. 2 Mio. m<sup>2</sup> neue Kollektorfläche installiert.

Dies entspricht einem Leistungszuwachs von ca. 1,3 GW<sub>therm.</sub>

Insgesamt waren Ende 2008 in Deutschland über 11 Mio. m<sup>2</sup> Kollektorfläche mit ca. 8 GW<sub>therm.</sub> installiert.

In künftigen Wärmeversorgungssystemen wird Solarwärme die Hauptwärmequelle eines Gebäudes und weitere Wärmequellen nur als Backup vorhanden sein.

Neue Anwendungen (für Wärme- und Kältespeicher) erschließen sich u.a. durch solare Prozesswärmebereitstellung, solare Gebäude-Klimatisierung, solar unterstützte Wärmepumpensysteme und künftig solarthermische Stromerzeugung.

Ein wichtiger Entwicklungsschritt für die zur Erreichung der Klimaziele verstärkte Nutzung der thermischen Solarenergie ist dabei die verbesserte Wärmespeicherung.

Thermische Energiespeicher sind ein Schlüssel zur Effizienzsteigerung und damit zur Primärenergieeinsparung. Zu Ihrer Verbesserung sind noch erhebliche F & E – Herausforderungen zu bewältigen. Die Solarwärmetechnik hat sich in den letzten 20 Jahren technisch stürmisch weiter entwickelt.

Im Zeitraum ab 2000 ist eine Zunahme der Kombianlagen, die neben der Trinkwassererwärmung die Raumheizung unterstützen, zu verzeichnen.

Ab 2005 erfolgte durch die Förderpolitik ein deutlicher Schub von ca. 20 % auf mehr als 50 % Anteil am deutschen Solarmarkt.

Effiziente Speicher spielen also künftig eine Schlüsselrolle. Sie sind eine wesentliche Voraussetzung zur Raumheizungsunterstützung mittels Solarthermie und zur CO<sub>2</sub>-neutralen Heizungs- und Klimatisierung.

An der TU Ilmenau werden im Rahmen des Bundesforschungsprogramms Solarthermie2000 / 2000plus seit 1995 mit Industriepartnern neue Wärmespeicherkonzepte auf der Grundlage des Einsatzes glasfaserverstärkter Kunststoffe (GFK) entwickelt und umgesetzt.

Die Einsatz-Erfahrung zeigt, dass glasfaserverstärkte Kunststoffe (GFK) die Mehrzahl der geforderten positiven Eigenschaften für die Verwendung beim Bau von Wärmespeichern in sich vereinen. Ihre Eignung ist in der bisherigen Entwicklung und im Einsatz erster Speicher nachgewiesen.

Hierbei gehört Glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK) zur Klasse der Werkstoffe nach Maß.

Bei GFK-Wärmespeichern werden besonders die Eigenschaften der thermischen und medialen Langzeitfestigkeit sowie –Steifigkeit, die Wärmedehnung, der Wärmedurchgang, die Diffusionsdichtheit, die Verarbeitbarkeit und Dichte und die Herstellungskosten optimiert.

## 2 Druckspeicher aus GFK – Die neue Generation von GFK-Wärmespeichern

Die Einsatz-Erfahrung zeigt, dass glasfaserverstärkte Kunststoffe (GFK) die Mehrzahl der geforderten positiven Eigenschaften für die Verwendung beim Bau von Wärmespeichern in sich vereinen. Ihre Eignung ist in der bisherigen Entwicklung und im Einsatz erster Speicher nachgewiesen.

Hierbei gehört Glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK) zur Klasse der Werkstoffe nach Maß. Bei GFK-Wärmespeichern werden besonders die Eigenschaften der thermischen und medialen Langzeitfestigkeit sowie –Steifigkeit, die Wärmedehnung, der Wärmedurchgang, die Diffusionsdichtheit, die Verarbeitbarkeit und Dichte und die Herstellungskosten optimiert.<sup>1)</sup>

Nach mehrjähriger Entwicklungsarbeit

(ARGE „Druckspeicher“: VKA Verbundwerkstoff- und Kunststofftechnik GmbH Schönbrunn / ed energie.depot GmbH Radeberg / Prof. Berthold Knauer / TU Ilmenau Institut für Thermo- und Fluidodynamik / ZS Systemtechnik für Erneuerbare Energien Reinsdorf)

wurde die Dauererprobung einer neuen Generation von GFK-Druck-Wärmespeichern nunmehr erfolgreich abgeschlossen.

Damit steht ein modulares Wärmespeichersystem für Füllvolumen von 2 bis 15 m<sup>3</sup> Wasserfüllung, einer Flüssigkeitstemperatur bis 95 °C und einem Betriebsdruck bis 3 bar zur Verfügung.

Die neuartigen Faserverbundspeicher zeichnen sich besonders durch nachfolgende Eigenschaften aus:

1. Deutlich geringere Wärmeverluste und damit höherer Wirkungsgrad infolge der werkstoff-spezifischen Dämmeigenschaften im Vergleich zu Stahl
2. die nennenswerte Temperatur- und Belastbarkeitserhöhung in Verbindung mit einem neuartigen Be- und Entladesystem führen zu einer nachhaltigen Steigerung der Speicherdichte
3. Hervorragende Schichtungseigenschaften
4. Massereduzierung im Vergleich zu Stahl führt zur Reduzierung von Aufwand und damit Kosten bei Transport und Montage
5. Preisneutral im Vergleich zu Stahlkonstruktionen
6. Korrosionssicherheit und Langlebigkeit

Fertigung und Montage, einschließlich der thermischen Be- und Entladevorrichtungen, erfolgen durch die Firmen VKA Verbundwerkstoff- und Kunststofftechnik GmbH Schönbrunn sowie ed Energiedepot Radeberg GmbH Radeberg.

Durch das Institut Thermo- und Fluidodynamik an der TU Ilmenau (Fachgebiet Thermo- und Magnetofluidodynamik / Arbeitsgruppe Regenerative Energien und Umweltmesstechnik) erfolgt die Prüfung und Bewertung und die Koordinierung der vorgesehenen Weiterentwicklungen.

## 3 Zusammenfassung

Die Weiterentwicklung der Wärmespeichertechnologien ist ein wichtiger Beitrag zur Erreichung der Klimaziele und damit einer zügigen Ablösung der bisher eingesetzten fossilen Primärenergieträger.

Im Vortrag wird die Entwicklung einer neuen Generation von Wärme-Druckspeichern vorgestellt und über Ergebnisse der Auswertung und zum neuen Speicherkonzept wird aktuell berichtet.

Quellenangabe / Literatur:

1) Bühl, J.: „Wärmespeichertechnologien in Deutschland bis 2020 – Entwicklungsabschätzung“ Ilmenau 082010

2) „Leitstudie 2008“ Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschland und Europas.  
- Zentrale Ergebnisse für Entscheidungsträger –  
Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit  
Herausgeber: BMU Stand: Oktober 2008

**Hinweis:**

Das vorgestellte Projekt wird durch AIF Berlin GmbH und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) über den Projektträger Jülich (PT J) gefördert. Der Autor dankt für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

**Infos's zum Autor:**

Dipl.-Ing. Jürgen Bühl



TU Ilmenau  
PF 10 05 65  
98684 Ilmenau  
Tel. 03677/ 69 1827  
[Juergen.buehl@tu-ilmenau.de](mailto:Juergen.buehl@tu-ilmenau.de)

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

# REGENERATIVE ENERGIEN IM ENERGIELAND NORDRHEIN-WESTFALEN

Dr. Frank-Michael Baumann, Dr. Thomas Kattenstein

*EnergieAgentur.NRW, Haroldstraße 4, 40213 Düsseldorf, baumann@energieagentur.nrw.de*

**Schlüsselwörter:** Regenerative Energien, Wasserstoff, Pipeline, Brennstoffzellen-Busse

## **Zusammenfassung:**

Als wichtiger Energiestandort Deutschlands und Europas hat Nordrhein-Westfalen (NRW) eine ganz besondere Verantwortung bei der Suche nach den richtigen Lösungen für eine Energieversorgung der Zukunft. Um die ehrgeizigen Ziele zur Reduktion der Kohlendioxidemissionen zu erreichen, muss in allen Bereichen eine Effizienzsteigerung realisiert und der Einsatz regenerativer Energien forciert werden. Dabei haben in NRW der Einsatz der Brennstoffzellentechnik und die Nutzung von Wasserstoff einen hohen Stellenwert. Wasserstoff wird hierbei langfristig aus erneuerbaren Energien gewonnen werden, ist in NRW kurzfristig aber auch in ausreichendem Maße aus anderen Quellen, z.B. aus Industrieprozessen und auf Kläranlagen, verfügbar. Die in NRW vorhandene Wasserstoffpipeline kann als Nukleus für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur dienen, um insbesondere Anwendungen aus dem Verkehrsbereich, und hier vor allem Busse im öffentlichen Nahverkehr, mit Wasserstoff versorgen zu können.

## **1. Entwicklung des Energieverbrauchs in NRW**

Nordrhein-Westfalen (NRW) gilt als bedeutendste Energieregion Europas. Hintergrund ist, dass NRW mit seinen 18 Mio. Einwohnern aktuell ca. 32 % des deutschen Strombedarfs bereitstellt und mit rund 1.200 TWh einen Anteil von ca. 31 % am Primärenergieverbrauch Deutschlands aufweist, woraus ein Endenergieverbrauch von 600 TWh resultiert (Basis: 2007, [1]). NRW weist damit einen vergleichsweise hohen Energieverbrauch auf, der durch die landesspezifische Wirtschaftsstruktur mit energieintensiven Industrien und das überdurchschnittliche Verkehrsaufkommen begründet ist [2]. Aus wirtschaftspolitischer Sicht ist von Bedeutung, dass etwa 1,1 Mio. Menschen in den Bereichen Kraftwerksentwicklung und -bau, Energieversorgung, Kohleabbau und in der energieintensiven Industrie beschäftigt sind.

## **2. Nutzung regenerativer Energien in NRW**

Der Anteil der regenerativen Energieträger am Primärenergieverbrauch beträgt derzeit rund 4,1 %, der entsprechende Anteil an der Stromproduktion liegt bei rund 5,9 % (Basis: 2008 [3]). Dabei hat sich in den Bereichen Strom, Wärme und Treibstoff der Anteil der regenerativen Energien an der Energiebereitstellung seit 1998 versechsfacht. Weitere deutliche Zunahmen werden erwartet. Zu den für NRW wichtigen erneuerbaren Energien zählen Windkraft, Biomasse (inkl. Klär- und Depo-niegas), Wasserkraft, Solarenergie und Geothermie. Gesetzliche Förderungen wie z.B. das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie landespolitische Ziele zum Klimaschutz sind wichtige Faktoren, die das stetige Wachstum der regenerativen Energien vorantreiben. In NRW erzielten 2008 im Be-

reich erneuerbarer Energien rund 22.400 Arbeitnehmer bei etwa 3.200 Firmen einen Umsatz von rund 6,6 Mrd. Euro [3].

## **2.1 Beispiel Strom**

In 2008 erreichte die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen in NRW eine Größenordnung von rund 10 TWh. Die Windenergie macht hiervon einen Anteil von ca. 46 % aus, die verschiedenen Formen der Bioenergie (feste Biomasse, Biogas, biogener Abfall, flüssige Biomasse, Klärgas und Deponiegas) etwa 44 %. Die verbleibenden 10 % werden zu annähernd gleichen Teilen durch Wasserkraft und Photovoltaik gewonnen. Der Photovoltaik-Sektor ist im Jahresvergleich von 2007 auf 2008 um 38% gestiegen und weist damit von allen Bereichen erneuerbarer Energien in NRW die größte Expansion auf. Wasserkraft nahm in 2008 einen Anteil von ca. 5 % ein, wobei die Potenziale zu großen Teilen erschlossen sind. Insgesamt hat NRW in 2008 ca. 10 % zum Gesamtaufkommen des in Deutschland regenerativ erzeugten Stroms beigetragen [3]. Deutliche Ziele zur Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energieträger wurden durch die neue Landesregierung formuliert. So soll den Regenerativen Vorrang gegenüber anderen Energieträgern eingeräumt und bspw. der Anteil der Windenergie bis 2020 mindestens verfünffacht werden.

## **3. Verteilung und Speicherung regenerativer Energien**

Im Zusammenhang mit der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien, insbesondere der Windenergie, in der Energieerzeugung (zentral und dezentral), sind innovative Konzepte und technische Lösungen zur Energieverteilung in den verschiedenen Spannungsebenen und sowohl zur kurzzeitigen als auch zur längerfristigen, d.h. saisonalen, Energiespeicherung zu entwickeln.

Die heute betriebenen Netze und Systeme werden den zukünftigen Anforderungen sowohl mit Blick auf die Kapazitäten als auch mit Blick auf das Lastmanagement aller Voraussicht nicht gerecht werden können. Eine Schlüsselposition zur Integration einer steigenden regenerativen und zunehmend dezentral konzipierten Stromerzeugung nehmen hierbei das elektrische Netz und die Speichertechnologien (mechanisch, chemisch, elektrisch) zur zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch ein. Speichersysteme müssen einerseits Aufgaben zur Stabilisierung der Energieverteilungsnetze übernehmen (in erster Linie durch schnelle Stromspeicher), andererseits ausreichende Kapazitäten bieten, um große Energiemengen effizient und sicher über Tage, Wochen und bzw. Monate zu speichern.

Wasserstoff kann für beide Bereiche einen wichtigen Beitrag leisten. Hierzu ist die Entwicklung und Erprobung geeigneter Elektrolyseurtechnik (zukünftig auch auf PEM-Basis), die in einem breiten Leistungsbereich die verfügbare Überschussenergie mit hoher Effizienz nutzen kann, erforderlich. Zudem gilt es für die längerfristige Speicherung Wasserstoffkavernen fortzuentwickeln. Bei der Konzeption geeigneter Speicherkonzepte sind die spezifischen geologischen und geographischen Rahmenbedingungen sowie die vorhandenen infrastrukturellen Voraussetzungen zu bewerten und angepasste Konzepte zu erarbeiten.

## 4. Wasserstoffland NRW

Langfristig kommt Wasserstoff und Elektrizität – überwiegend basierend auf CO<sub>2</sub>-freier Erzeugung – als Versorgungseinheit eine herausragende Bedeutung zu. Einerseits kann Strom mit den o.g. Restriktionen direkt ins Versorgungsnetz eingespeist werden. Andererseits verfügt der Wasserstoff durch seine Speicherfähigkeit über einen Vorteil gegenüber der Elektrizität, der die Verwendung gerade in mobilen Anwendungen und zur Übertragung von fluktuierender Solar- oder Windenergie attraktiv macht. Wasserstoff und Elektrizität sind wechselseitig konvertibel und erlauben im Versorgungssystem eine höhere Flexibilität. Beide Energieträger lassen sich auf fossiler, nicht-fossiler und langfristig regenerativer Basis herstellen.

In Nordrhein-Westfalen finden sich diesbezüglich äußerst günstige Randbedingungen sowohl für die Produktion als auch für die Verteilung und Nutzung des Wasserstoffs.

### 4.1 Wasserstoffproduktion

Die NRW-Strategie zur Einführung von Wasserstoff in die Energieversorgung inkl. Verkehrssektor beinhaltet folgende Produktionspfade:

#### a) Wasserstoff aus der chemischen Industrie

In NRW sind rund 30.000 t/a an industriellem Restwasserstoff überwiegend aus der Chlor-Alkali-Elektrolyse verfügbar [4]. Hiermit könnten theoretisch rund 300.000 Brennstoffzellen-PKW oder 6.000 Busse betrieben werden. Die erwarteten Kosten für diesen Wasserstoff, der bisher in Verbrennungsprozessen eingesetzt oder ungenutzt abgelassen wird, liegen auf dem Niveau von Erdgas zuzüglich eventueller Kompressions- und Aufbereitungskosten. Ein Beispiel für Nutzung von Wasserstoff aus der Chemieindustrie ist am Standort Hürth gegeben, wo eine Tankstelle den Wasserstoff zur Versorgung von Brennstoffzellenbussen direkt aus der benachbarten H<sub>2</sub>-Produktion bezieht und diesen daher vergleichsweise kostengünstig anbieten kann.

#### b) Wasserstoff aus Kläranlagen

Kläranlagen bieten sich aufgrund günstiger Standortmerkmale, wie z.B. Verfügbarkeit von technischer Infrastruktur und Personal, als Wasserstoffquelle an. In NRW sind von den insgesamt 670 Kläranlagen aufgrund ihrer Größe (Personenäquivalent > 100.000) etwa 70 für eine Wasserstoffproduktion geeignet. Das zugehörige Potenzial allein aus der Reformierung von Klärgas beträgt hier rund 45.000 t/a. Es kann deutlich auf 80.000 t/a gesteigert werden, wenn

- effizientere Technologien eingesetzt werden,
- eine Mitverwertung von Bioabfällen in den Faulbehältern („Co-Fermentation“) erfolgt und
- reiner Sauerstoff in den Belebungsbecken genutzt wird, der per Elektrolyse unter zusätzlicher Produktion von Wasserstoff erzeugt wird.

Ein Beispiel zur Nutzung von Klärgas zur Wasserstoffproduktion ist auf der Kläranlage in Bottrop gegeben. Hier wird derzeit ein Motor-BHKW mit dem erzeugten Wasserstoff betrieben, zukünftig soll auch die vorhandene Wasserstofftankstelle hiermit versorgt werden, um Midibusse mit Brennstoffzellenantrieb zu betanken.

### c) Wasserstoff aus Kohlekraftwerken

Kohlekraftwerke mit CCS-Technologie (Carbon Capture and Sequestration) können mittelfristig eine wichtige Option zur Energiebereitstellung nicht nur im Sektor Energieversorgung, sondern vor allem für die energieintensive Industrie in Deutschland darstellen. Die Herausforderung besteht darin, den Wirkungsgrad durch neue Produktportfolios zu erhöhen (z.B. durch die gleichzeitige Produktion von Strom, Wärme und Kraftstoffen) und das Kohlendioxid abzutrennen, zu speichern oder besser noch zu nutzen (z.B. für die Kunststoff- oder Methanolproduktion). Umfangreiche Planungen für neue Kohlekraftwerke existieren in Deutschland und NRW, inklusive großmaßstäblicher Vergasungskonzepte (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle). Wasserstoff kann hierbei vergleichsweise einfach aus dem IGCC-Prozess separiert und anderen Nutzungen zugeführt werden. Hierbei können bspw. aus einer Tonne Braunkohle rund 50 kg Wasserstoff erzeugt werden.

### d) Wasserstoff aus erneuerbaren Energien

Wie bereits geschildert, wird langfristig die Wasserstofferzeugung aus erneuerbaren Energieträgern dominieren, in Deutschland überwiegend aus Windenergie. Die GermanHy-Studie hat diesen Sachverhalt untersucht und ist zu dem Ergebnis gekommen, dass je nach Szenario zwischen 30 und 80 % des Wasserstoffs für den Verkehr in Deutschland im Jahr 2050 aus Windenergie stammen werden [5]. NRW wird trotz der ehrgeizigen Ausbaupläne für die Windkraft einen Großteil des erneuerbaren Wasserstoffs importieren müssen.

## **4.2 Wasserstoffverteilung**

Die seit den 1930er Jahren existierende Wasserstoffpipeline im Rhein-Ruhr-Gebiet (Gesamtlänge rund 240 km) kann als Nukleus für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur dienen, so dass sich die bisherigen Gastransporte über die Straße erübrigen würden. Derzeit laufen Untersuchungen zu potenziellen Standorten von Wasserstofftankstellen entlang der Pipeline, die die Wasserstoffverfügbarkeit und -qualität sowie die Infrastrukturbedingungen und die Interessen der Nutzer berücksichtigen. Das Ergebnis dieser Analyse wird eine Landkarte mit priorisierten Standorten für einen Infrastrukturaufbau in NRW sein. Im Einklang mit den Planungen der H2-Mobility-Initiative sollen bis 2020 rund 200 Wasserstofftankstellen in NRW in Betrieb sein.

## **4.3 Wasserstoffanwendungen**

Im Bereich der Anwendungen liegt ein Fokus in NRW auf der Entwicklung und dem Einsatz von Brennstoffzellen- bzw. Wasserstoffbussen. Gründe hierfür sind die vergleichsweise geringen Infrastrukturkosten (es werden nur wenige Tankstellen benötigt), der hohe Bedarf pro Tankstelle (die Tankstellen sind damit gut ausgelastet) und die hohe Wahrnehmung durch die Öffentlichkeit. Als herausragendes Projekt ist die Entwicklung und der Aufbau von vier Brennstoffzellen betriebenen Gelenkbussen von 18 Metern Länge als deutsch-niederländisches Gemeinschaftsprojekt zu nennen. Diese vier Busse werden in Kürze im regulären Linienverkehr in Hürth (Regionalverkehr Köln) und Amsterdam eingesetzt werden. Der Ausbau dieser Flotte auf zunächst 30 Fahrzeuge sowie die Entwicklung und der Einsatz von weiteren Brennstoffzellenbussen und Bussen mit Wasserstoff-Verbrennungsmotor ist Bestandteil weiterer konkreter Projektplanungen, wobei der Einsatz auch an zusätzlichen Standorten erfolgen soll.



Des Weiteren wird aktuell ein Projekt zum Einsatz von Brennstoffzellen-PKW in NRW inklusive des Aufbaus einer Wasserstofftankstelle vorangetrieben. Ergänzt werden diese Anwendungen im Verkehrsbereich durch verschiedene Aktivitäten im Bereich der stationären Energieversorgung und der speziellen Anwendungen, wie z.B. Notstromversorgung und Lagertechnik.

#### **4.4 Förderung und Unterstützung in NRW**

Bislang wurden von der Landesregierung Nordrhein-Westfalen und von der Europäischen Union (Europäischer Fond für regionale Entwicklung - EFRE) rund 100 Millionen Euro für mehr als 90 Projekte im Bereich der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik zur Verfügung gestellt. Das Themenspektrum der Projekte reicht von der Entwicklung einzelner Systemkomponenten wie Verdichter und Sensoren bis hin zu Entwicklungen und Erprobungen komplexer Brennstoffzellenapplikationen im portablen, stationären und mobilen Bereich. Mit dem im Jahre 2008 beschlossenen Leitvorhaben "NRW Hydrogen HyWay" werden die bisherigen Aktivitäten entlang der Wasserstoffpipeline und an weiteren Standorten in NRW nochmals deutlich ausgeweitet. Die Landesregierung wird für Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte sowie Infrastrukturmaßnahmen zusätzlich etwa 60 Millionen Euro zur Verfügung stellen.

Die Initiierung und Durchführung der Projekte wird durch das Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff Nordrhein-Westfalen mit Sitz in der Landeshauptstadt Düsseldorf begleitet. Das Netzwerk arbeitet im Auftrag der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen und ist Bestandteil des Energiewirtschaftsclusters "EnergieRegion.NRW." Trägergesellschaft ist die EnergieAgentur.NRW. In den insgesamt acht Netzwerken dieses Clusters werden die Themen Brennstoffzelle und Wasserstoff, Kraftwerkstechnik, Biomasse, energieeffizientes und solares Bauen, Geothermie, Kraftstoffe und Antriebe der Zukunft, Photovoltaik sowie Windenergie behandelt. Zudem erfolgt eine enge Abstimmung mit dem Cluster Energieforschung (CEF), das ebenfalls bei der EnergieAgentur.NRW angesiedelt ist.

Quellen:

- [1] Statistische Berichte (2007): Energiebilanz und CO<sub>2</sub>-Bilanz in Nordrhein-Westfalen.
- [2] Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (2010): Broschüre „Erneuerbare Energien in Nordrhein-Westfalen“.
- [3] IWR (2009): Zur Lage der Regenerativen Energiewirtschaft in Nordrhein-Westfalen 2008. [http://www.iwr.de/buch/2009/RegEW/Reg\\_Energiewirtschaft\\_NRW\\_2008\\_Kurzfassung.pdf](http://www.iwr.de/buch/2009/RegEW/Reg_Energiewirtschaft_NRW_2008_Kurzfassung.pdf).
- [4] Pastowski, A., Fishedick, M., Grube, Th., Jermer, M. (2009): Optionen für den kostenoptimalen Aufbau einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen. Endbericht, herausgegeben vom Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie, Wuppertal.
- [5] GermanHy – Studie zur Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“, Abschlussbericht (2008), [www.germanhy.de](http://www.germanhy.de)

# **AKONZEPTION FÜR EIN KLIMASCHUTZPROGRAMM FÜR DIE HANSESTADT STRALSUND**

## **CONCEPTION FOR CLIMATE PROTECTION IN STRALSUND**

MATTHIAS AHLHAUS\*, STEFAN BIERTÜMPEL  
Institut für Regenerative EnergieSysteme (IRES)  
Fachhochschule Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, D-18435 Stralsund  
\*)e-mail: matthias.ahlhaus@fh-stralsund.de

**ABSTRACT:** On initiative of Stralsund's town administration the climate council was founded in 2009 in order to calculate the Status Quo of Stralsund's greenhouse gas (GHG) emissions and elaborate a climate protection conception for the town. The project is supported by the German Ministry of Environment.

Three working groups were installed corresponding to the main emission sectors and tasks: "Energy", "Traffic" and "Public Relations".

In phase one of the project the actual energy consumption and CO<sub>2</sub> output of the city was calculated by means of advanced software; results are presented and compared to the CO<sub>2</sub>-emissions of other cities and Germany in average.

During phase two of the project possible measures for reducing GHG-emissions of other cities were analysed and adopted to Stralsund. Applicable measures were found in expert discussions within the working groups and possible scenarios were recommended and described in the final conception for climate protection in Stralsund.

## 1. FUNDAMENTALS OF BALANCING

The Energy and CO<sub>2</sub> balancing rules are set up by “Klima-Bündnis e.V.” which is a society founded in Switzerland by the company “EcoSpeed AG”. The target of this society is to unite as many cities as possible under the common interest of climate protection. One big issue is to make easy comparison of CO<sub>2</sub> emissions between members (cities) by setting up common balancing rules.

Determining the energy consumption follows the rules of the “Life Cycle Assessment” method (LCA). This means that energy consumption and CO<sub>2</sub> emissions are calculated based on the whole energy chain. So CO<sub>2</sub> emissions which are necessarily produced before and after consumption of certain products are included.

The territory for which the balancing was done is the city borders of Stralsund. The balancing items are the greenhouse gas CO<sub>2</sub> and the energy consumption.

## 2. CO<sub>2</sub> AND ENERGY BALANCE

Based on the decided principals the energy balance and the corresponding CO<sub>2</sub>-emissions are calculated; results are presented in figure 1.

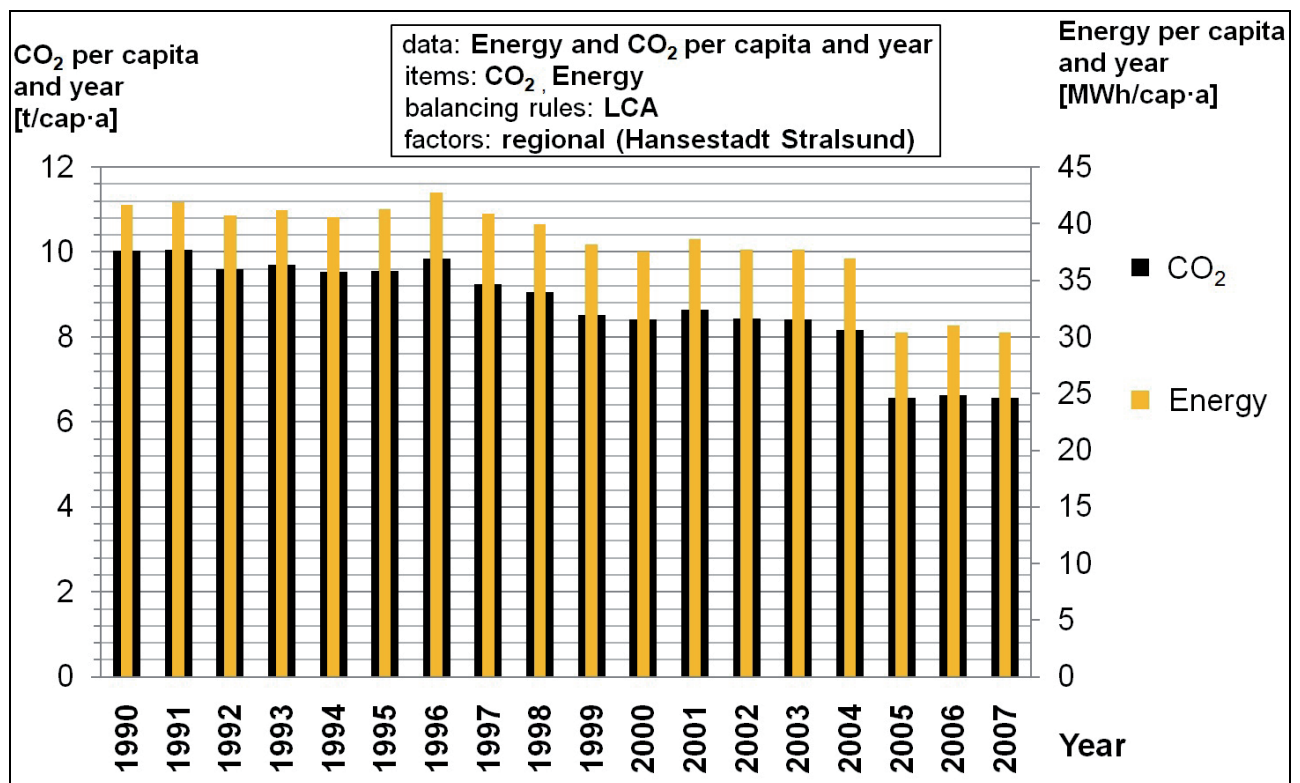


figure 1: energy and CO<sub>2</sub> balance of Stralsund

Data from 1990 to 2007 were collected and processed. From 2004 to 2005 there is a remarkable decrease in CO<sub>2</sub> emissions and energy consumption. The reason for this unsteadiness is that all the data before 2005 are based on average values for Germany where as values from 2005 to 2007 are based on real data collected from local sources of Stralsund.

figure 2 compares the CO<sub>2</sub> emissions per capita and year in Stralsund with corresponding values in other cities and Germany at all.

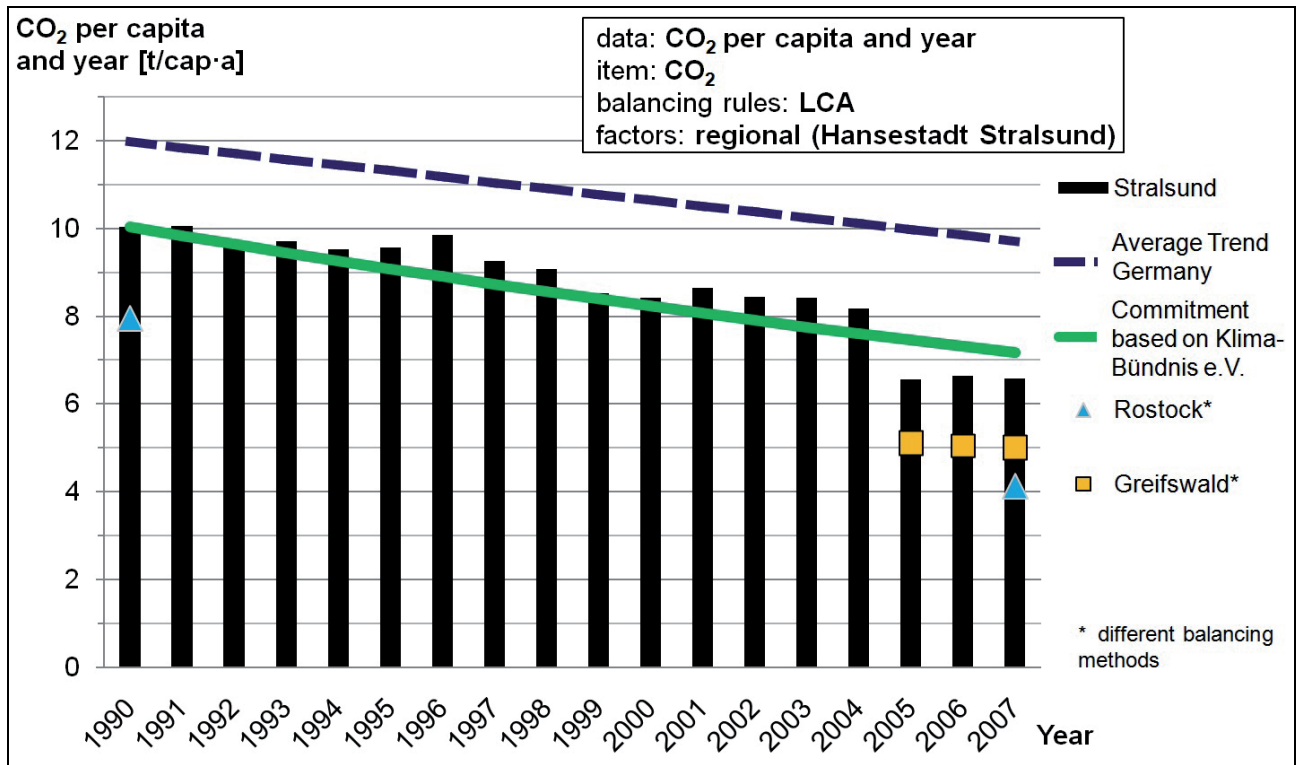


figure 2: CO<sub>2</sub> balance of Stralsund compared with other cities

As the blue dotted line in figure 2 shows that Stralsund's emissions are far below Germany's average values. The green solid line indicates the commitment of every member in the "Klima-Bündnis e.V." to lower their CO<sub>2</sub> emissions: According to the commitment members have to cut their CO<sub>2</sub> emissions every 5 years by 5% based on the amount of 1990.

### 3. STRALSUND'S CO<sub>2</sub> EMISSIONS BY ENERGY SOURCES

The breakdown of CO<sub>2</sub> emissions resulting from different energy sources can be seen in figure 3.

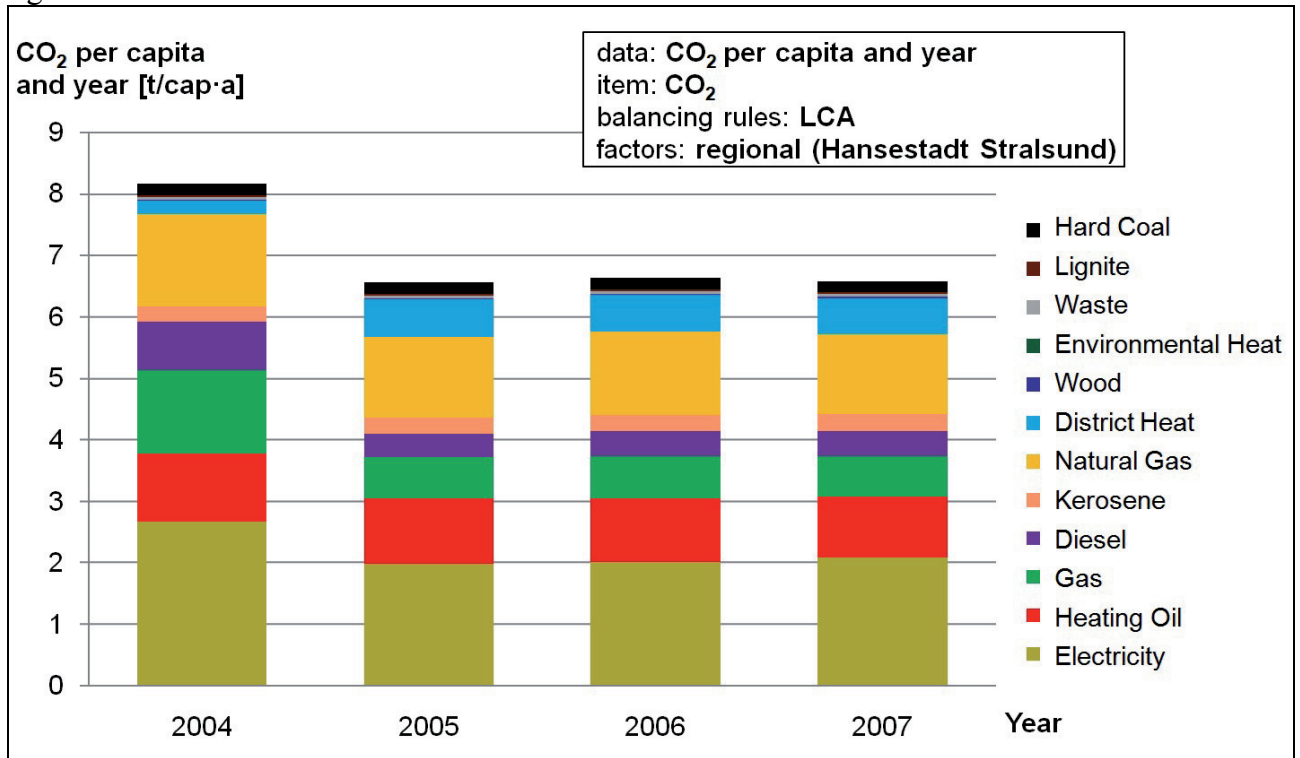


figure 3: CO<sub>2</sub> breakdown by energy sources

In Stralsund electricity, natural gas, heating oil and district heating contribute the major part of energy consumption in Stralsund. figure 4 shows the stake sectors responsible for the local CO<sub>2</sub>-emissions.

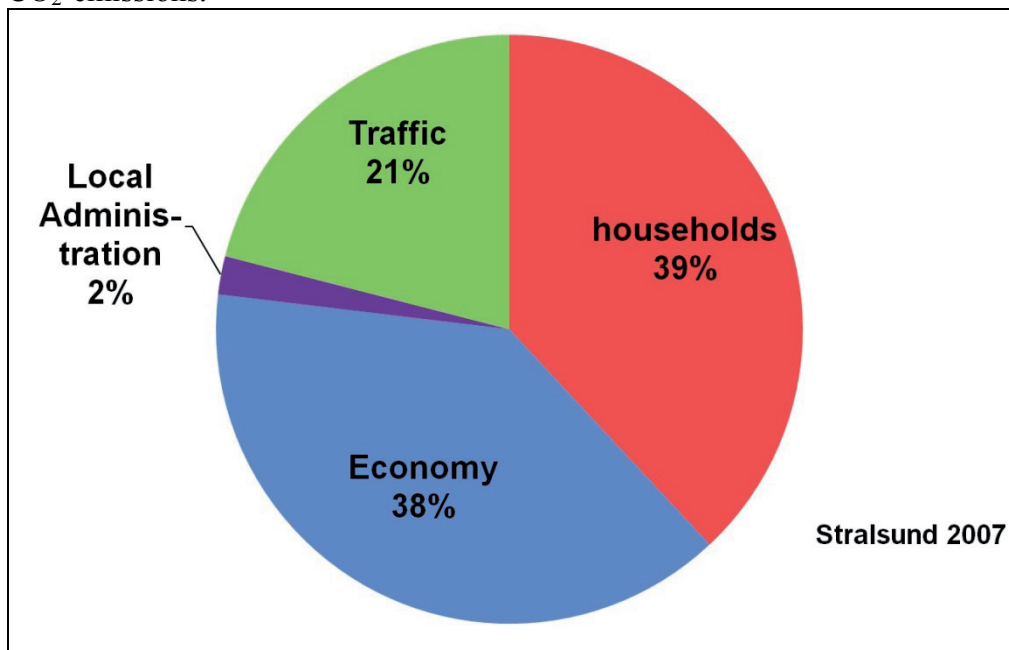


figure 4: CO<sub>2</sub> emissions arising from sectors

#### 4. PERSPECTIVE

Based on the collected and processed data a “climate protection concept” for Stralsund was elaborated and presented to the city administration.

This conception recommends applicable measures for further reduction of energy consumption and GHG emissions. These measures will affect all sectors of energy consumption and will be promoted by special accompanying measures.

The further process of implementing the “climate protection concept” in Stralsund (Phase III) should be accompanied by improvement of the existing data basis and updating of balances.

This roadmap and perspective is summarized in figure 5.

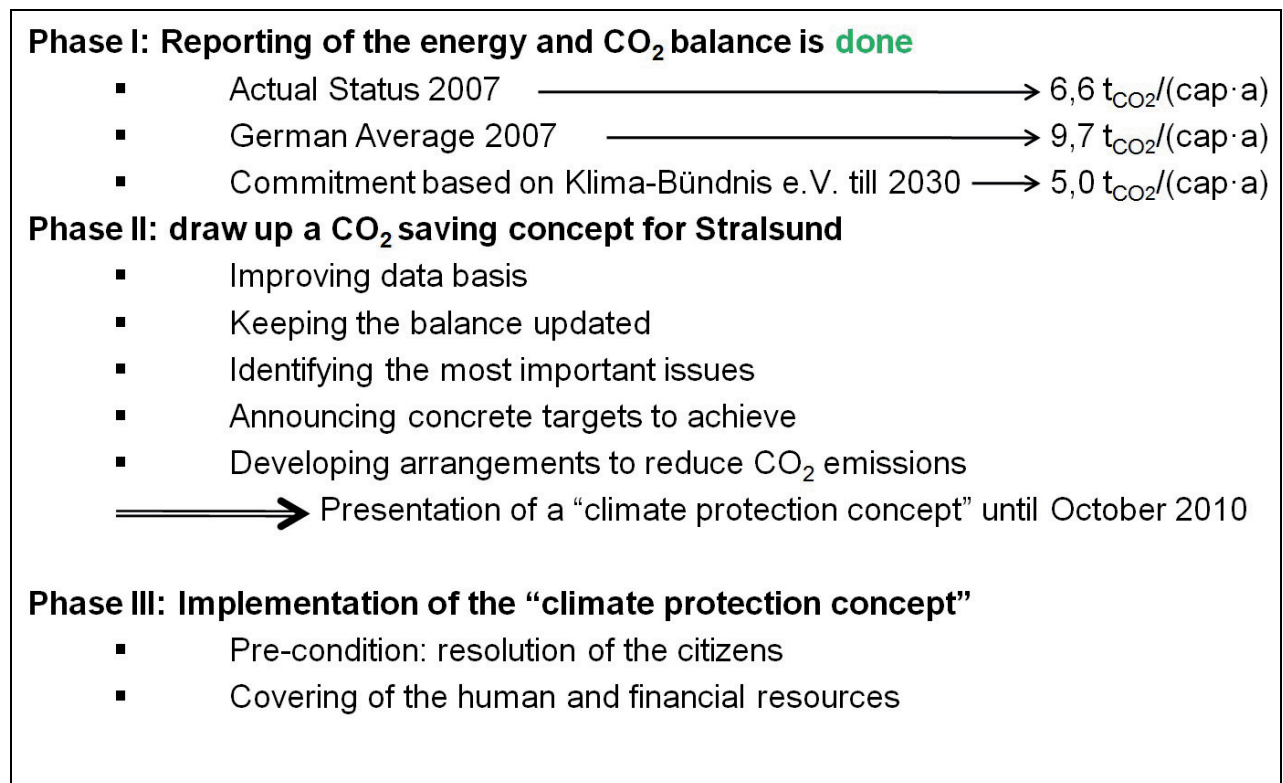


figure 5: roadmap to Stralsund's climate protection conception

## **REFERENCES**

Ahlhaus, M. Biertümpel, S.: Fortschreibbare Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz für die Hansestadt Stralsund (April 2010)

### **KONZEPTION FÜR EIN KLIMASCHUTZPROGRAMM FÜR DIE HANSESTADT STRALSUND**

**ZUSAMMENFASSUNG:** In 2009 wurde auf Initiative der Bürgerschaft durch die Stadtverwaltung der Klimarat der Hansestadt Stralsund gegründet und die drei Arbeitskreise für Energie, Verkehr und Öffentlichkeitsarbeit gebildet.

In der ersten Phase des geförderten Projektes wurde mit Hilfe einer speziellen Software eine Ist-Analyse zum Energieverbrauch und den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Hansestadt Stralsund erarbeitet; die Vorgehensweise sowie die Ergebnisse werden präsentiert.

In der anschließenden zweiten Phase werden Klimaschutzmaßnahmen anderer Kommunen sowie eigene Vorschläge in Hinblick auf die Umsetzbarkeit vor Ort sowie die dadurch erzielbaren Effekte analysiert. Das daraus abgeleitete Klimaschutzkonzept für die Hansestadt Stralsund wird kurz vorgestellt.



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

