

**FOCUS ON**

# Bioenergie im Strom- und Wärmemarkt

Projektergebnisse 2015-2016



# Inhalt

<b>Grußwort</b>	4
<i>D. Thrän, D. Pfeiffer</i>	
<b>DeHoGas – Nachhaltiges dezentrales Holzvergaserkraftwerk mit gekoppelter Mikrogasturbine</b>	6
<i>T. Zornek, T. Monz, A. Berry, E. Erich, J. Jochum, M. de Graaff, A. Kessler</i>	
<b>SEVERA – Sensortechnik zur effizienten Vergärung biogener Reststoffe und Abfälle</b>	12
<i>M. Tietze, H. Hilse, F. Niebling, J. Zosel, M. Schelter, P. Zimmermann</i>	
<b>FuelBand – Erweiterung des Brennstoffbandes moderner Biomassefeuerungen</b>	16
<i>T. Plankenbühler, D. Müller, J. Karl</i>	
<b>REPOWERING – Maßnahmen zur Effizienzsteigerung für den vorhandenen Anlagenbestand</b>	21
<i>J. Kassowski, T. Dickhaus, T. Fritz, N. Hörter</i>	
<b>PROKOSYS – Prozesse, Komponenten und Systeme für den flexibilisierten Betrieb von Biogasanlagen unter Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe</b>	28
<i>B. Schwarz, B. Faßbauer</i>	
<b>Carola – Elektrostatischer Feinstpartikelabscheider zur flexiblen Anpassung an Biomassekessel</b>	35
<i>H.-R. Paur, A. Bologna, M. Ecker, W. Aich, H. P. Rheinheimerl</i>	
<b>HydroCon – Hydrolysecontainer – Flexible Anlagenkomponente zur Steigerung der Substratausnutzung in Biogasanlagen</b>	40
<i>S. Rosenbaum, K. Brockmöller, J. Hudde, M. Orth, D. Wiedow, J. Burgstaler</i>	

---

<b>EFFIGEST – Effizienzsteigerung bei der Vergärung von Geflügelmist unter Nutzung modifizierter Strohfraktionen und mit prozessintegrierter Gewinnung marktfähigem Düngers</b>	<b>48</b>
<i>B. Schwarz</i>	
<b>FLUHKE – Trockene Niedertemperatur-Flugstromvergasung mit Bio-Kohlen aus der hydrothermalen Karbonisierung zur dezentralen Energiebereitstellung von Strom und Wärme mit einem Motor-BHKW</b>	<b>54</b>
<i>L. Briesemeister, S. Fendt, H. Spliethoff, T. Wittmann, D. Siemon</i>	
<b>REMISBIO – Maßnahmen zur Reduzierung von Emissionen von Biogasanlagen: Katalysatorrest</b>	<b>60</b>
<i>R. Bindig, I. Hartmann, J. Liebetrau, T. Barchmann</i>	
<b>Mini-Bio-KWK – Überführung eines Prototyps zur dezentralen Vergasung von Restholzpellets in die Serienreife</b>	<b>66</b>
<i>Y. Noël, G. Kuffer, P. Quicker, T. Bleul</i>	
<b>IbeKET – Innovatives bedarfsangepasstes Kommunal-Energieträger Konzept</b>	<b>70</b>
<i>A. Schonhoff</i>	
<b>RegioBalance – Bioenergie-Flexibilisierung als regionale Ausgleichsoption im deutschen Stromnetz</b>	<b>76</b>
<i>T. Barchmann, M. Dotzauer, M. Trommler, S. Matthischke, A. Brosowski, A. Keil, U. Gerigk, C. Lange, K. Kretschmer</i>	
<b>FlexHKW – Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken</b>	<b>82</b>
<i>U. Hoffstede, P. Hochloff, U. Holzhammer, D. Kirchner, M. Schreiber, K. Bedenk, A. Krautz, T. Romberg, T. Steindamm</i>	

# Editorial



**Prof. Dr. Daniela Thrän**  
 Bereichsleiterin Bioenergiesysteme DBFZ  
 Leiterin des Departments Bioenergie am UFZ

## Liebe Leserinnen und Leser,

die letzten Jahre waren für die Bioenergie besonders durch die Änderung der Förderstrukturen im EEG geprägt und damit besonders herausfordernd. Die aktuelle Forschungs- und Förderlandschaft ist daher besonders fokussiert auf die Optimierung der hochwertigen energetischen Verwertung von Biomasse für eine zukunftsweisende, effiziente und flexible Erzeugung von Bioenergie.

Einen wichtigen Beitrag liefert hierzu das FuE-Programm „Energetische Biomassenutzung“, finanziert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Im Juni 2008 gestartet umfasst es nach achttjähriger Laufzeit 115 Verbundprojekte bzw. 300 Einzelprojekte. Im Fokus stehen insbesondere Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur praxistauglichen Weiterentwicklung wettbewerbsfähiger Technologien, insbesondere in den Bereichen Verbrennung, Vergasung und Vergärung von Biomasse.

Im November 2016 wurde das erfolgreiche Förderprogramm vom BMWi um zwei weitere Einreichungsfristen für 2017 und 2018 verlängert. Ein positives Signal für die Bioenergieforschung!



**Diana Pfeiffer**  
 Koordination der Programmbegleitung des  
 BMWi-Förderprogramms  
 „Energetische Biomassenutzung“

In dem hier vorliegenden Fokusheft „Bioenergie im Strom- und Wärmemarkt“ werden nun die Projektergebnisse der letzten zwei Jahre prägnant und anschaulich dargestellt. Zentrale Fragen drehen sich dabei um die Optimierung der Wärme- und Stromerzeugung, Kraft-Wärme-Kopplung, Flexibilisierung, Emissionsminderung und Reststoffnutzung. Ziel des Fokusheftes ist es, das Wissen über den Stand der Forschung und insbesondere über die bestehenden Unwägbarkeiten bei der Markteinführung neuer Technologien zu bündeln und verbreiten.

Konkret werden zum Beispiel Maßnahmen zur Reduzierung von Emissionen an Biogasanlagen und zur Effizienzsteigerung für den vorhandenen Anlagenbestand vorgestellt. Die

Entwicklung der Sensorik zur Erforschung der komplexen chemisch-biologischen Prozesse stellt einen weiteren Schwerpunkt dar. Unter den Beiträgen befinden sich auch Biogas-Innovationspreisträger. So ging die Auszeichnung an ein neues Aufbereitungsverfahren für das schwer verwertbare Substrat Stroh. Im Projekt EFFIGEST wurden Strohpellets entwickelt, die eine deutlich höhere Methanausbeute aufweisen und einfach einzusetzen sind.

Im Bereich der Vergasung entwickelten Forscher clevere Kombinationen. Zum einen ermöglichte die hydrothermale Karbonisierung plus Biomassevergasung eine effiziente Gasnutzung mit Rest- und Abfallstoffen. Zum anderen wurde die Kopplung einer Mikrogasturbine mit einem Festbettvergaser im Praxistest untersucht. Eine Pilotanlage zur Eigenstromversorgung durch dezentrale Vergasung von Restholzpellets bestand im Dauerbetrieb und wurde zur Serienreife weiterentwickelt.

Auch im Verbrennungsbereich setzt man auf Kombinationen. Die optimale Verbindung aus Feinstaubabscheider und modernen holzgefeuerten Heizkesseln reduziert die Feinstaubemissionen signifikant und eröffnet der Heizung mit Holz im künftigen Wärmemarkt eine langfristige Perspektive. Flexibilisiert werden ferner der Einsatz von Brennstoffen in Biomasseheiz- und -heizkraftwerken und auch der Betrieb von Heizkraftwerken für den Strommarkt.

Alles in allem vielversprechende Aussichten für die Etablierung der Bioenergie als „flexibler fester“ Bestandteil in einem 100 % Erneuerbaren Energiesystem.

Wir bedanken uns bei den Autoren und Projektpartnern für Ihre wertvollen Beiträge und beim BMWi, ohne das das Förderprogramm in dieser Form nicht möglich wäre.

**Wir wünschen Ihnen eine spannende Lektüre mit Aha-Erlebnissen!**

**Daniela Thrän und Diana Pfeiffer**

# DeHoGas



© DLR\FrankEppler

Mikrogasturbinen gelten als sehr brennstoffflexibel und wartungsarm. Gute Gründe, warum sich deren Einsatz für die Nutzung von Produktgasen aus der Biomassevergasung besonders anbietet. Da kommerzielle Mikrogasturbinen jedoch für Erdgas ausgelegt sind, war die Kopplung mit einem Festbettvergaser bislang nicht möglich. Grund hierfür sind die im Vergleich zu Erdgas stark unterschiedlichen physikalischen und chemischen Eigenschaften der Produktgase. Das Projekt setzte sich daher zum Ziel, eine neue Brennkammer für diese Anwendung zu entwickeln. Der Funktionsnachweis erfolgte unter realen Bedingungen durch den Aufbau einer Demonstrationsanlage. Diese ermöglichte die Untersuchung des Betriebsverhaltens und der Potenziale von Mikrogasturbinen bei der Kopplung mit der Biomassevergasung.

## Themenschwerpunkte

- Vergasung von Biomasse
- Kraft-Wärme-Kopplung
- Mikrogasturbinen
- Brennkammerentwicklung
- Flexibler Anlagenbetrieb
- Treibhausgasminderung

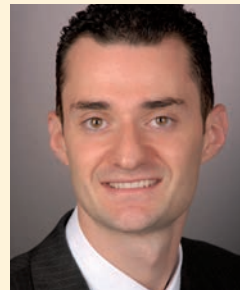
<b>FKZ-Nr.</b>	03KB047
<b>Laufzeit</b>	01.10.2010 - 31.10.2015
<b>Zuwendungssumme</b>	1.184.753 €
<b>Koordination<sup>1</sup></b>	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Pfaffenwaldring 38-40 70569 Stuttgart www.dlr.de
<b>Partner<sup>2</sup></b>	Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V. Bliersheimer Str. 60 47229 Duisburg www.iuta.de
<b>Partner<sup>3</sup></b>	Hochschule Offenburg Badstraße 24 77652 Offenburg www.hs-offenburg.de
<b>Partner<sup>4</sup></b>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG Durlacher Allee 93 76131 Karlsruhe www.enbw.com
<b>Kontakt</b>	Timo Zornek Telefon: +49 (0) 711 6862 323 E-Mail: timo.zornek@dlr.de

# Nachhaltiges dezentrales Holzvergaserkraftwerk mit gekoppelter Mikrogasturbine

## Zusammenfassung

Das Verbundprojekt befasste sich mit der Kopplung von Mikrogasturbinen mit atmosphärischen Festbettvergäsern zur dezentralen Kraft-Wärmeerzeugung mit Biomasse. Dafür wurden Anlagenkonzepte erstellt und deren Wirtschaftlichkeit betrachtet. In einer ersten Phase erfolgte die getrennte Analyse und Optimierung der beiden Subsysteme Vergaser und Mikrogasturbine. Zur Nutzung des Produktgases wurde ein neues Brennkammersystem entwickelt und in die Mikrogasturbine implementiert. Parallel dazu verliefen die Erprobung verschiedener Vergasungssubstrate und Katalysatoren für die Gasreinigung im Labor, die Analyse der Gasqualität an einer kommerziellen Vergaseranlage sowie deren Vorbereitung für die Kopplung mit der Mikrogasturbine. Mit dem Aufbau einer Demonstrationsanlage erfolgte der Funktionsnachweis des in Phase eins entwickelten Brennkammersystems unter realen Einsatzbedingungen. Die Anlage erlaubte die Untersuchung des Betriebsverhaltens der Mikrogasturbine beim Einsatz von niederkalorischen Produktgasen sowie das Zusammenspiel der beiden Technologien.

Für den Aufbau der Demonstrationsanlage wurde ein Anlagenkonzept, siehe Abbildung 1, bestehend aus einem atmosphärischen Festbettvergaser, einer Gasreinigung, eines Brennstoffverdichters sowie der Mikrogasturbine erstellt. Zur Bewertung dienten Simulationen des thermodynamischen Kreislaufs der Mikrogasturbine, die Prozessparameter wie z. B. die erforderliche Brennstoffmenge oder den elektrischen Wirkungsgrad lieferten. Aufgrund des niedrigen Heizwerts von unter  $5,5 \text{ MJ/Nm}^3$  stellt sich bei gleicher Leistung in etwa der zehnfache Brennstoffmassenstrom im Vergleich zu Erdgas ein. Die berechneten Daten dienten zudem zur Betrachtung der Wirtschaftlichkeit des Anlagenverbunds. Bei dem ausgewählten Konzept wurden zwei Varianten untersucht, die sich im Kauf von getrockneten und frischen Holzhackschnitzeln unterschieden. Bei letzterer Variante erfolgte die Trocknung mit einem Teil der Abwärme des BHKWs. Bei der Berechnung ergaben sich Stromgestehungskosten von 21 bzw. 20 ct/kWh<sub>el</sub>,



**Timo Zornek**  
(Projektkoordinator):

Bei den Untersuchungen haben wir sehr niedrige Schadstoffemissionen erreicht, die weit unter den für entsprechende Anlagen geltenden Grenzwerten liegen. Gleichzeitig verhielt sich die Anlage auch bei starken Schwankungen in der Gasqualität stabil. Damit haben wir erfolgreich gezeigt, dass Mikrogasturbinen für diesen Anwendungsbereich großes Potenzial besitzen.

die aktuell keinen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage zulassen. Die größten Posten bei den Stromgestehungskosten nahmen die Brennstoffkosten sowie die Investitionskosten ein.

Für die Nutzung von Produktgasen wurde ein neues Brennkammersystem für die eingesetzte Mikrogasturbine CPS 100 der Fa. Dürr entwickelt. Das verwendete Konzept des Brennkammersystems leitet sich vom Konzept der flammenlosen Oxidation (FLOX®) der Fa. WS Wärmeprozessstechnik ab. Damit unterscheidet es sich von konventionell in Gasturbinen eingesetzten Drall-Brennern. Die Untersuchungen des mit numerischen Strömungs- und Verbrennungssimulationen ausgelegten Brennkammersystems in atmosphärischen Brennerprüfständen sowie im Mikrogasturbinenprüfstand ergaben ein stabiles Verbrennungsverhalten bei verschiedenen Gaszusammensetzungen und thermischen Leistungen. Ausgelegt und getestet wurde die Brennkammer für Heizwerte zwischen  $3,5 \text{ MJ/Nm}^3$  und  $5,5 \text{ MJ/Nm}^3$ , womit sie die übliche Schwankungsbreite des Holzgases von atmosphärischen Festbettvergäsern abdeckt.

Die Untersuchung der Verunreinigungen im Produktgas ergaben je nach Lastpunkt des BHKWs Teerkonzentrationen (Kohlenwasserstoffe mit Siedepunkten  $>200 \text{ °C}$ ) von 22 bis  $66 \text{ mg/Nm}^3$  sowie Staubmengen

## Summary

A micro gas turbine-based cogeneration system was built together with a wood gas plant. The first phase of the R&D-Project involved analyzing the gasification system and the micro gas turbine separately and the preparation for the connection of the two subsystems. To make the micro gas turbine technology applicable to low calorific fuels a new combustion system was developed. In the second phase the concept for the coupling of the subsystems and the innovative combustion system were finally tested in a demonstration plant. The micro gas turbine reached an electrical power output of 50 to 100 kW<sub>el</sub> with a lower heating value of 5.5 MJ/Nm<sup>3</sup>. Robust operating behavior has been observed even with strong fluctuating gas compositions. Operation limits were found by compressor surging at high rotational speeds and by the power electronic. These components need to be designed to a new operating point if low calorific fuels are used. The new combustion system ensured low pollutant emissions, i.e. CO < 20 ppm and NO<sub>x</sub> < 10 ppm. Thus, the results demonstrate the ability of the micro gas turbine to run with low calorific fuels.

von 5 bis 84 mg/Nm<sup>3</sup>. Zusätzlich gemessen wurden die Konzentrationen an Alkalien, die deutlich über den in der Literatur für Gasturbinen empfohlenen Werten lagen. Zwar stammen diese Werte von großen Gasturbinen, dennoch sollte der Einfluss auf die Lebensdauer zukünftig intensiv anhand von Langzeittests untersucht werden. Zur Reduktion des Teergehalts erfolgten Untersuchungen mit verschiedenen Katalysatoren. Gute Abbauraten wurden mit nickelhaltigen Katalysatoren erreicht. Pyrolyseversuche mit verschiedenen Substraten wie Stroh-, Heu- und Gärrestpellets zeigten eine zu Holzpellets vergleichbare Gaszusammensetzung. Die Pellets erwiesen sich jedoch aufgrund ihres starken Zerfalls in kleine Partikel als nicht geeignet für den vorhandenen Labor-Gleichstromvergaser.

Mit der erfolgreichen Charakterisierung des gekoppelten Anlagenbetriebs konnte die Funktionalität des Brennkammersystems und das Potenzial der Mikrogasturbine für die Nutzung von Produktgasen aus der Vergasung bestätigt werden. Auch bei starken Schwankungen der Gaszusammensetzungen zeigte die Mikrogasturbine ein stabiles Betriebsverhalten. Betriebseinschränkungen ergaben sich durch den Luftverdichter und die Leistungselektronik.

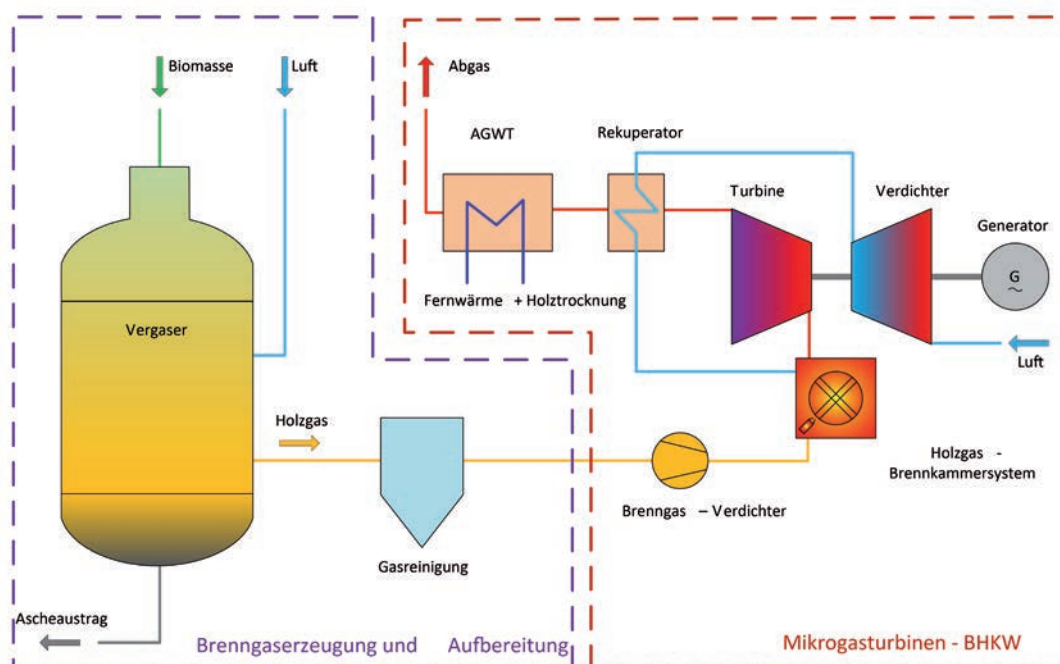


Abbildung 1: Anlagenschema des Demonstrationskraftwerks



Aufgrund des im Vergleich zu Erdgas zehnfachen Brenngasstroms werden beide Komponenten außerhalb ihrer Auslegungspunkte betrieben. Dies führt zu einer Limitierung des Betriebsbereichs der Mikrogasturbine. Über den gesamten Betriebsbereich wurden niedrige Schadstoffemissionen erreicht, die deutlich unter den geforderten Grenzwerten der TA Luft 2002 liegen. Die positiven Ergebnisse belegen damit die Potenziale der eingesetzten Brenner- und Mikrogasturbinentechnologie für eine saubere und nachhaltige Energieerzeugung.

### Methodik/Maßnahmen:

- Kreislaufsimulationen: Untersuchung der thermodynamischen Prozessgrößen der Mikrogasturbine beim Betrieb mit Holzgas zur Vorauslegung der Anlagenkomponenten sowie zur Analyse von Optimierungspotenzialen
- Wirtschaftlichkeitsbetrachtung: Berechnung der Stromgestehungskosten und Durchführung einer Sensitivitätsanalyse zur Bewertung der Anlagenkonzepte
- Experimentelle Erprobung: Untersuchung des Verbrennungsverhaltens an atmosphärischen Brennerprüfständen und Mikrogasturbinen-Prüfständen im Labor
- Demonstrationsanlage: Aufbau einer gekoppelten Anlage von Holzvergaser und Mikrogasturbine zur Untersuchung des Betriebsverhaltens unter realen Einsatzbedingungen

### Ergebnisse

#### Ergebnistyp:

- Test der Demonstrationsanlage
- Entwicklung von Anlagenkomponenten

#### Ergebnis A:

#### Neues Brennkammersystem ermöglicht den Betrieb von Mikrogasturbinen mit Holzgas

Kommerzielle Mikrogasturbinen sind für den Betrieb mit Erdgas entwickelt und optimiert worden. Prinzipiell ließen sie sich mit einer Vielzahl von Brennstoffen betreiben, so lange die benötigte Brennstoffmenge in die Brennkammer eingebracht werden kann und dort zuverlässig verbrennt. Da sich bei Produktgasen aufgrund des sehr niedrigen Heizwertes der für

dieselbe Leistung benötigte Brennstoffmassenstrom im Vergleich zu Erdgas verzehnfacht und sich die Verbrennungseigenschaften deutlich unterscheiden, war ein Betrieb herkömmlicher Maschinen mit Holzgas nicht möglich. Das neu entwickelte Brennkammersystem ermöglicht nun einen stabilen Betrieb der Mikrogasturbine CPS 100 mit Produktgas im Bereich von 50 bis 100 kW<sub>el</sub> (Abb. 2). Einschränkungen in der Betriebsweise ergaben sich durch den Verdichter und die Leistungselektronik. Aufgrund der im Vergleich zum Erdgasbetrieb sehr unterschiedlichen Massenströme von Luft und Brennstoff verschieben sich die Betriebsbereiche dieser Komponenten. Oberhalb von 92 % der Maximaldrehzahl erreichte der Verdichter seine Betriebsgrenze, weshalb die maximale Turbinenaustrittstemperatur nicht mehr erreicht werden konnte. Aus diesem Grund ließ sich die elektrische Leistung nicht weiter steigern. Durch die Absenkung der maximalen Turbinenaustrittstemperatur sank der elektrische Wirkungsgrad entsprechend ab. Mit 31,5 % (ohne Berücksichtigung des Brennstoffkompressors) bei 92 % Drehzahl erreichte die Mikrogasturbine jedoch einen guten Wert. Die Untersuchungen zeigten auch, dass ohne die Begrenzung des Verdichters die Leistungselektronik den Betrieb im oberen Drehzahlbereich begrenzen würde. Durch entsprechende Auslegung des Verdichters und der Leistungselektronik für den Betrieb der Mikrogasturbine mit niederkalorischen Produktgasen könnte die elektrische Leistung erhöht und der Wirkungsgrad gesteigert werden.

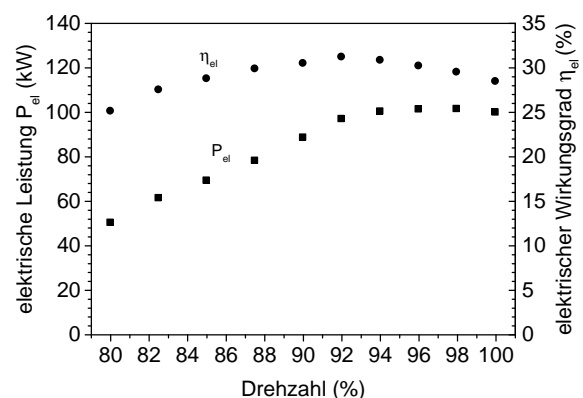


Abbildung 2: Betriebsdaten der Mikrogasturbine bei der Verwendung eines Brenngases mit einem Heizwert von 5,5 MJ/Nm<sup>3</sup>

**Ergebnis B:  
Effiziente, saubere und lastflexible Verbrennung**

Um einen weiten und flexiblen Betriebsbereich der Mikrogasturbine zu gewährleisten, ist nicht nur ein stabiler Betrieb, sondern auch die Einhaltung der gesetzlichen Emissionsgrenzwerte erforderlich. Bislang müssen Gasturbinen i. Allg. zwar nur im Bereich von 70 % bis 100 % der elektrischen Nennleistung die Grenzwerte unterschreiten, jedoch werden die zeitlichen Anteile, in denen die Anlagen in der Teillast betrieben werden, zukünftig immer größer. Aus diesem Grund ist ein Einhalten der Grenzwerte auch im unteren Teillastbereich wünschenswert. Das neu entwickelte Brennkammersystem hielt sowohl auf dem Prüfstand als auch in der Demonstrationsanlage die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte

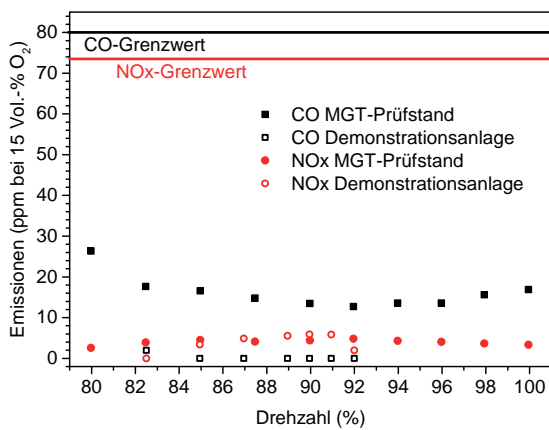


Abbildung 3: Gemessene Schadstoffemissionen im Labor und an der Demonstrationsanlage

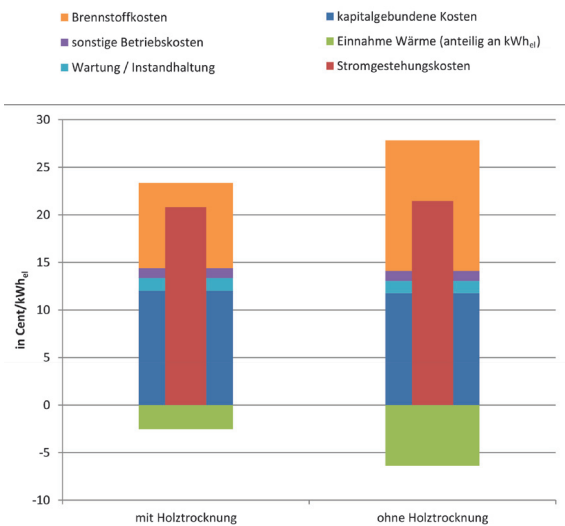


Abbildung 4: Stromgestehungskosten der betrachteten Anlagenkonzepte

der TA Luft im gesamten, untersuchten Betriebsbereich der Mikrogasturbine, also von 50 % bis 100 % der elektrischen Nennleistung ein. Die Konzentrationen von Kohlenmonoxid liegen unter 20 ppm, die der Stickoxide unter 10 ppm. An der Demonstrationsanlage, an der hinter dem zusätzlichen Abgaswärmetauscher gemessen wurde, lagen die CO-Emissionen sogar nahe Null. Damit verdeutlichen die Ergebnisse die effiziente, saubere und lastflexible Verbrennung. Eine weitere Vergrößerung des Betriebsbereichs wäre im Hinblick auf die Emissionen noch möglich.

**Herausforderungen**

**Wirtschaftlichkeit**

Die Berechnung der Stromgestehungskosten zeigte, dass die betrachteten Anlagenkonzepte aktuell nicht wirtschaftlich darstellbar sind. Die größten Anteile nehmen dabei die Investitions- und die Brennstoffkosten ein. In der Analyse wurde angenommen, dass bei den betrachteten Konzepten trockene oder frische Waldhackschnitzel (WG20/WG50) eingekauft werden. Ist der Brennstoff jedoch vorhanden oder kann in Zukunft auf ein günstigeres Substrat zur Vergasung ausgewichen werden, würde sich die Situation ändern. Die Investitionskosten bei Mikrogasturbinen sind aufgrund der noch niedrigen Stückzahlen und der noch relativ jungen Technologie zurzeit sehr hoch. Aufgrund der niedrigen Wartungskosten, der hohen Brennstoffflexibilität und der niedrigen Schadstoffemissionen kann jedoch eine zunehmende Verbreitung erwartet werden.

**Technologische Hürden**

Durch das neu entwickelte Brennkammersystem war es möglich, die Mikrogasturbine CPS100 mit einem niederkalorischen Produktgas zu betreiben und deren Betriebsverhalten zu analysieren. Im Betrieb zeigten sich noch bestehende Einschränkungen durch die Betriebsgrenzen der für den Erdgasbetrieb ausgelegten Luftverdichter und Leistungselektronik. Diese Komponenten müssten bei der genannten Mikrogasturbine für einen zukünftigen Betrieb mit niederkalorischen Brenngasen neu ausgelegt werden. Zudem bietet die Brenngasverdichtung weiteres Optimierungspotenzial. Die Auswirkungen von Verunreinigungen im Brenngas auf die Lebensdauer der Anlagenkomponenten sind derzeit noch unbekannt. Zur Umsetzung der Optimierungen und zur Bewertung des Einfluss von Verunreinigungen auf die Anlagenkomponenten und den Anlagenbetrieb sind zukünftig definierte Komponenten- und Langzeittests unter

kontrollierten Betriebsbedingungen notwendig. Weiterhin erfordert ein zuverlässiger und robuster Anlagenbetrieb ein besseres Verständnis der Wechselwirkungen zwischen Vergaser und BHKWs.

## Ausblick

### Übertragbarkeit der Ergebnisse

Die gewonnenen Ergebnisse über das Verhalten und die Grenzen beim Betrieb mit Produktgas lassen sich auf Prozesse mit anderen niederkalorischen Brenngasen übertragen. Darüber hinaus sind die Erkenntnisse, insbesondere über die Wechselwirkungen zwischen BHKW und Vergaser, auch für den Einsatz von Motoren relevant. Dies betrifft z. B. das Verhalten des Vergasers und der Gaszusammensetzung während des Anfahrvorgangs oder die Menge an Verunreinigung im Holzgas abhängig vom Lastpunkt. Die detaillierte Untersuchung des Verbrennungsverhaltens zeigte ein robustes Verhalten des eingesetzten, innovativen Verbrennungskonzepts bei schwankenden Gaszusammensetzungen sowie CO und NO<sub>x</sub>-Emissionen im einstelligen ppm-Bereich. Die Ergebnisse belegen damit die Eignung des gewählten Konzepts für den Einsatz in Gasturbinen.

### Anschlussfähigkeit

Durch den erstmaligen Betrieb der Mikrogasturbine mit Produktgas aus der Biomassevergasung stellen die Ergebnisse einen Grundstein für die Entwicklung mit niederkalorischen Brenngasen befeuerter Mikrogasturbinen dar. Die Ergebnisse zeigen den weiteren Entwicklungsbedarf und belegen das vielversprechende Potenzial der Technologie. Um diese voranzutreiben bietet das aufgebaute Mikrogasturbinen-BHKW eine gute Möglichkeit. Aufgrund der Stilllegung der Vergaseranlage am Projektstandort, wird die Anlage für den zukünftigen Betrieb im Projekt Energy Lab 2.0 in einen mobilen Container installiert und in Zusammenarbeit mit dem Karlsruher Institut für Technologie in Verbindung mit der Bioliq-Anlage in Betrieb genommen. Am DLR-Institut für Verbrennungstechnik in Stuttgart wird zurzeit eine Technologieplattform (TPDE) für die Entwicklung von Mikrogasturbinen zur dezentralen Energiegewinnung aufgebaut. Neu entwickelte Komponenten können dort unter kontrollierten und realitätsnahen Bedingungen Langzeiterprobungen unterzogen werden. Auf dieser Plattform lässt sich der im Projekt ermittelte Entwicklungsbedarf umsetzen.

## Weitere Informationen

- Zornek, T.; Monz, T.; Berry, A.; Erich, E.; Jochum, J.; de Graaff, M.; Kessler, A. (2016): Nachhaltiges dezentrales Holzvergaserkraftwerk mit gekoppelter Mikrogasturbine (DeHoGas), Juni 2016. Verfügbar unter: [https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/vorhaben/liste-aller-vorhaben/projects/03kb047a\\_dehogas.html](https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/vorhaben/liste-aller-vorhaben/projects/03kb047a_dehogas.html)
- Zornek, T.; Monz, T.; Aigner, M. (2015): Performance analysis of the micro gas turbine Turbec T100 with a new FLOX-combustion system for low calorific fuels. In: *Applied Energy* 159, pp. 276–284.
- Zornek, T.; Monz, T.; Aigner, M. (2014): Effizient, Flexibel, Sauber, FLOX-Brennkammersysteme für Mikrogasturbinen. In: *Brennstoff Wärme Kraft*, 66 (9), S. 13–16 – ISSN 0006-9612
- Höllerl, H. (2016): Mikroturbine. In: *Forst & Technik (2016) 8*, Sonderteil Holzenergie, S.8–9.
- Zornek, T.; Monz, T.; Aigner, M. (2013): Experimentelle Charakterisierung eines Holzgas-Brenners für Mikrogasturbinen. 26. Deutscher Flammentag, 11. – 12. September 2013, S. 775–778.
- Zornek, T.; Monz, T.; Aigner, M. (2013): A Micro Gas Turbine Combustor for the use of Product Gases from Biomass Gasification. In: *Proceedings of the European Combustion Meeting – 2013*, pp. P4–39.
- Zornek, T.; de Graaff, M.; Monz, T.; Aigner, M. (2012): Potenziale von Mikrogasturbinen bei der Kopplung mit atmosphärischen Festbettvergäsern. In: Thrän, D.; Pfeiffer, D. (Hrsg.): *Konferenzband Energetische Biomassenutzung. Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft*. 05. – 06.11. 2012. (Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung, 9). Leipzig, S. 315–325.

Webseite: [www.DLR.de/vt](http://www.DLR.de/vt)

Michael Tietze<sup>1</sup>, Hagen Hilse<sup>1</sup>, Falko Niebling<sup>1</sup>, Jens Zosel<sup>2</sup>, Matthias Schelter<sup>2</sup>, Peter Zimmermann<sup>3</sup>

# SEVERA



Die Zielstellungen des Projektes bestanden vor allem in der weiteren Erforschung der in Biogasanlagen ablaufenden komplizierten mikrobiologischen Prozesse und deren Optimierung durch die Entwicklung hochempfindlicher Messsysteme für den langzeitstabilen direkten Einsatz in Biogasanlagen. Durch die direkte Bestimmung der Wasserstoffkonzentration und weiterer Komponenten in verschiedenen Biogasmedien mit den zu entwickelnden hochselektiven Multiparameter-Messsystemen sowie die Verknüpfung der Messwerte mit anderen in Biogasanlagen erfassten Parametern sollten neue grundlegende wissenschaftliche Erkenntnisse über die in mehrstufigen Biogasanlagen ablaufenden chemisch-biologischen Prozesse gewonnen und daraus Handlungsanweisungen für die Prozessoptimierung und verbesserte Systemsteuerung bei der Biogaserzeugung abgeleitet werden.

<b>FKZ-Nr.</b>	03KB067
<b>Laufzeit</b>	01.09.2012 - 31.12.2015
<b>Zuwendungssumme</b>	491.844 €
<b>Koordination<sup>1</sup></b>	GICON - Großmann Ingenieur Consult GmbH Tiergartenstraße 48 01219 Dresden <a href="http://www.gicon.de">www.gicon.de</a>
<b>Partner<sup>2</sup></b>	Kurt-Schwabe-Institut für Mess- und Sensortechnik e.V. Meinsberg Kurt-Schwabe-Straße 4 04736 Waldheim <a href="http://www.ksi-meinsberg.de">www.ksi-meinsberg.de</a>
<b>Partner<sup>3</sup></b>	TEB Ingenieurbüro Peter Zimmermann Mühltaler Straße 6 12555 Berlin <a href="http://www.teb-berlin.eu">www.teb-berlin.eu</a>
<b>Kontakt</b>	Michael Tietze Telefon: +49 (0)351 47878 -737 E-Mail: <a href="mailto:m.tietze@gicon.de">m.tietze@gicon.de</a>

# Sensortechnik zur effizienten Vergärung biogener Reststoffe und Abfälle

## Themenschwerpunkte

- Praxistaugliche Anpassung von Sensoren zur Online-Messung von für den Biogasprozess relevanten gelösten Gasen in flüssigen Prozessmedien (Hydrolysat, flüssiger Ablauf aus der Methanstufe), die wesentliche Informationen über die in verschiedenen Systemkomponenten des Biogaserezeugungsprozesses ablaufenden mikrobiologischen Prozesse liefern.
- Schaffung der verfahrenstechnischen Grundlagen für den Einsatz dieser Mess- und Überwachungsverfahren für die operative Prozessoptimierung
- Ausreizung der Prozesse bis an ihre Belastungsgrenze, ohne das Risiko von Prozessstörungen, z. B. durch Einsetzen von Hemmungseffekten bei Überschreiten kritischer Konzentrationen, einzugehen.

## Zusammenfassung

Die wissenschaftlich-technischen Zielstellungen des Projektes bestanden vor allem in der Erforschung von in Biogasanlagen ablaufenden komplizierten mikrobiologischen Prozessen und deren Optimierung. Dazu wurde ein hochempfindliches Messsystem für den langzeitstabilen direkten Einsatz in verschiedenen flüssigen Phasen mehrstufiger Biogasanlagen entwickelt, das es ermöglicht, Parameter mit hoher Relevanz für die Prozessstabilität an verschiedenen Stellen in der Biogasanlage zu ermitteln. Das neu entwickelte Messsystem enthält Sensoren für die Messung des pH-Wertes, des Redoxpotentials und der Leitfähigkeit sowie ein chromatographisches Gelöstgas-Messsystem, mit dem die Gase Wasserstoff, Sauerstoff und Methan bestimmt werden können. Die Eignung des Messsystems konnte in Langzeiteinsätzen an einer mehrstufigen Technikumsanlage bestätigt werden.

## Methodik/Maßnahmen

- Versuchs- und Konstruktionsplanung
- Aufbau und Erweiterung eines Versuchsstandes zur Testung von Sensoren
- Entwicklung und Anpassung von Messsystemen für in Biogasmedien gelöste Komponenten
- Validierung und Vergleich von Methoden zur Bestimmung von Schlüsselkomponenten für die Beurteilung der Stabilität mehrstufiger Gärprozesse
- Erprobung des Messsystems im GICON-Biogas-Technikum
- Durchführung von Versuchen zum Methodenvergleich im Technikumsmaßstab

## Ergebnisse

### Entwicklung/Optimierung von:

- Verfahren
- Technikumsanlage
- Anlagenteilen
- Monitoring/Messverfahren



**Michael Tietze**  
(Projektkoordinator):

Biogasanlagen sind ein wichtiger und fester Bestandteil beim Ausbau erneuerbarer Energien. Dabei werden an den Betrieb von Biogasanlagen immer wieder neue Anforderungen gestellt.

Um diesen gerecht zu werden, bedarf es der Entwicklung neuer Mess- und Steuerungsmethoden, die einen effizienten und flexiblen Anlagenbetrieb ermöglichen. Das im Projekt „SEVERA“ entwickelte und untersuchte Sensorsystem leistet dazu einen wichtigen Beitrag.

- 1 Schaltschrank
- 2 Sensoren für pH-Wert, Redoxpotential und Leitfähigkeit
- 3 Gasextraktor für die Messung von Methan und Wasserstoff
- 4 Entlüftung
- 5 Gasversorgung für den GC
- 6 Substratpumpe
- 7 Frequenzumrichter
- 8 Substrateingang mit Medienüberwachung
- 9 Messwandler für die Sensoren
- 10 Steuerung
- 11 Stromversorgung
- 12 Gaschromatograph (GC)
- 13 Steuerung für den GC

### Summary

The scientific and technical objectives of the project were directed on the investigation of complex microbiological processes occurring in biogas plants and their optimization. For that purpose a highly sensitive measuring system for the long-term stable direct use in the various liquid phases of multi-stage biogas plants was developed, tested and applied. This system enables the reliable online determination of parameters with major relevance to the process stability at various points in the biogas plant. It contains sensors for pH-value, redox potential and conductivity as well as a chromatographic measuring device for the measurement of the dissolved gases hydrogen, oxygen and methane. The suitability and reliability of the system could be demonstrated during different long-term measurements in a multi-stage biogas pilot plant.

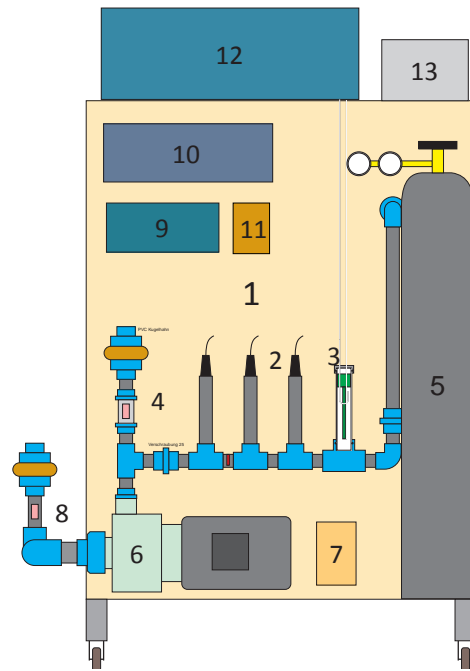


Abbildung 1: Schema des im Vorhaben entwickelten Messsystems zur Online-Erfassung von Prozessparametern in flüssigen Biogasmedien

### Sensorsystem

Im Vorhaben wurde das in Abbildung 1 skizzierte Messsystem geplant, gebaut, im Labor getestet sowie in der Biogastechnikumsanlage der GICON eingesetzt. Es besteht im Wesentlichen aus einer Messstrecke, die mit je einem pH-, Leitfähigkeits- und Temperatursensor sowie einem Gasextraktor versehen ist. An den

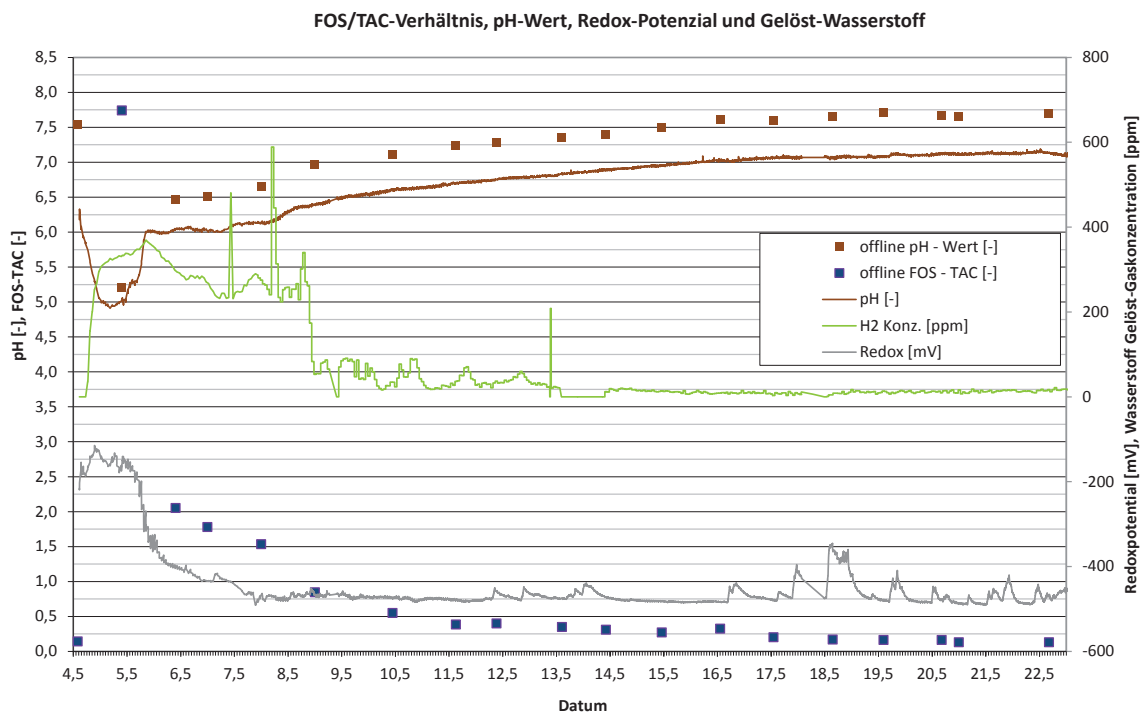


Abbildung 2: Verlauf von Parametern in einem flüssigen Hydrolysat, Vergleich der online und offline bestimmten Werte

Gasextraktor ist ein gaschromatographisches Messsystem angeschlossen. Weitere Komponenten dienen der Steuerung und Selbstüberwachung des Messsystems sowie der Visualisierung der Anlagenzustände und Sensordaten. Die Versuchsdurchführung erfolgt durch die SPS-gestützte Steuerung vollautomatisch und in Korrelation zu den jeweils vorliegenden Anlagenzuständen. Dazu wird die Steuerung mit Eingängen versehen, die Steuerbefehle vom übergeordneten Prozessleitsystem auswerten können.

In Abbildung 2 ist ein Beispiel einer Online-Messung an einer Technikumsanlage abgebildet, bei dem die Kurvenverläufe mit Werten verglichen werden, die durch Probenahme und externe Analyse bestimmt wurden. Die Ergebnisse belegen die Zuverlässigkeit des neu entwickelten Messsystems.

Im Langzeitbetrieb unter praxisnahen Bedingungen erwies sich das Sensorsystem als äußerst robust und wartungsarm.

Das Sensorsystem ermöglicht eine dichte Kontrolle des Biogasprozesses, wodurch sich insbesondere bei einem immer stärker nachgefragten flexiblen Anlagenbetrieb oder bei stark schwankender Substratqualität (Abfallvergärung) Vorteile für die Prozessüberwachung / Steuerung ergeben. Das Sensorsystem leistet somit einen Beitrag für einen optimalen Anlagenbetrieb (Sicherheit + Effizienz). Dabei werden erreichbare Effizienzsteigerungen im Bereich von 5 – 10 % abgeschätzt.

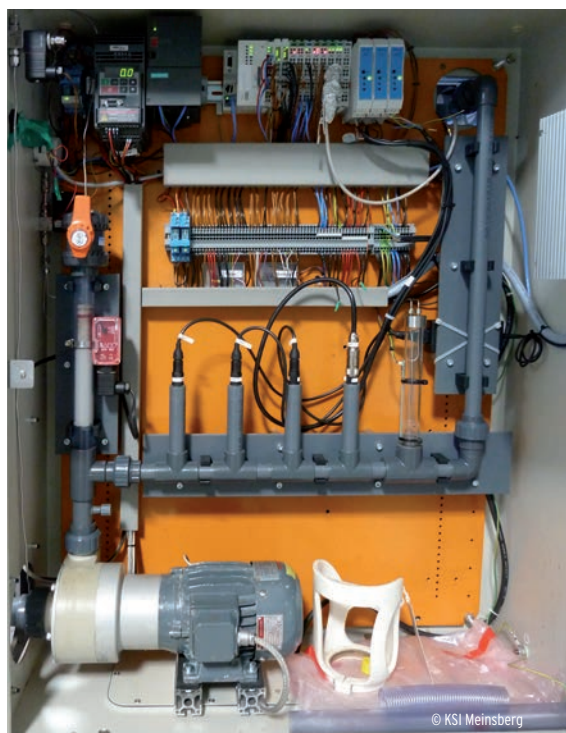
### Herausforderungen

Die Hauptherausforderung im Vorhaben bestand aus Sicht des KSI in der präzisen Ermittlung der Erfordernisse der Langzeitmessung und der durch die Technikumsanlage vorgegebenen Randbedingungen. Diese Analyse war für den Erfolg bei der Applikation des Messsystems entscheidend.

Wesentliche Herausforderungen aus Sicht von GICON bestanden in der Einbindung des Messsystems sowie der Ableitung von Regel- und Steuerungsparametern für den Biogasprozess. Weiterhin muss im Einzelfall geprüft werden, unter welchen Rahmenbedingungen ein wirtschaftlicher Einsatz des Messsystems gegeben ist.

### Ausblick

Die Ergebnisse der Projektbearbeitung sind besonders interessant für Betreiber von Biogasanlagen, die vorwiegend biogene Reststoffe verarbeiten. Mit biogenen Reststoffen oder häufig wechselnden Substraten betriebene Biogasanlagen können ein erheblich instabileres Betriebsverhalten zeigen als Anlagen,



die über lange Zeit mit gleichen Substraten betrieben werden. Diese Anwendergruppe kann aus dem Projekt vielfältigen Nutzen ziehen, indem sie u. a.:

- ihre Biogasanlagen höher belasten und damit deren Effizienz erhöhen,
- Inbetriebnahmephasen durch optimierte Führung der Bioprozesse verkürzen,
- verlustreiche Reaktorausfälle rechtzeitig erkennen und verhindern sowie
- die Gasqualität verbessern und damit ihren Gewinn steigern.

Darüber hinaus werden die Ergebnisse des Vorhabens auch von auf dem Gebiet der Mess- und Sensortechnik tätigen KMU vorteilhaft genutzt werden können. Aus der Applikation des neuen Online-Messverfahrens resultiert die Notwendigkeit, elektrochemische Sensoren und elektronische Mess- und Regeleinrichtungen zu fertigen, was ein typisches Arbeitsgebiet von mittelständischen Unternehmen ist. Angesichts der großen Anzahl von Biogasanlagen ist ein erheblicher Bedarf an derartigen Komponenten zu erwarten. Für das KSI hatte das Vorhaben einen hohen wissenschaftlichen Stellenwert, da es das Spektrum der elektrochemischen Sensorik erweitert und Möglichkeiten eröffnet hat, das entwickelte Messverfahren perspektivisch auch auf andere Komponenten und in anderen Forschungsvorhaben anzuwenden. Die im Vorhaben erzielten Ergebnisse wurden in einschlägigen internationalen und nationalen ingenieurtechnischen Fachzeitschriften sowie auf Tagungen veröffentlicht sowie in die akademische Lehre übertragen.

# FuelBand



© Friedrich-Alexander-Universität Erlangen Nürnberg

Die Ablagerung von geschmolzener Brennstoffasche in Biomassefeuerungen - genannt Verschlackungen - sind das Haupthemmnis bei der Erschließung neuer Brennstofffraktionen für Biomasseheizwerke und Heizkraftwerke.

Ziel des Projekts war es, einen allgemeingültigen und übertragbaren Modellansatz zur Vorhersage der Verschlackung zu entwickeln. Dazu wurde ein Simulationsmodell geschaffen, das Ablagerungen in Feuerungen ortsaufgelöst prognostiziert und das Risiko beim Einsatz neuer Brennstoffe einschätzt. In Zusammenarbeit mit Anlagenbetreibern wurden auf Basis von Simulationsergebnissen und deren experimenteller Überprüfung einfache und allgemeingültige Kennfelder zur Abschätzung des Verschlackungsrisikos abgeleitet und verifiziert.

<b>FKZ-Nr.</b>	03KB069
<b>Laufzeit</b>	01.12.2012 - 31.12.2015
<b>Zuwendungssumme</b>	199.366 €
<b>Koordination</b>	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen Nürnberg Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik Fürther Straße 244f 90429 Nürnberg <a href="http://www.evt.cbi.fau.de">www.evt.cbi.fau.de</a>
<b>Kontakt</b>	Prof. Dr.-Ing. Jürgen Karl Telefon: +49 (0) 911 5302 9021 E-Mail: <a href="mailto:juergen.karl@fau.de">juergen.karl@fau.de</a>



# Erweiterung des Brennstoffbandes moderner Biomassefeuerungen

## Themenschwerpunkte

- Brennstoffflexibilisierung
- Modellierung der Verbrennung in Biomassefeuerungen
- Biomasseheiz- und -heizkraftwerke
- Nachhaltigkeitsentwicklung
- Regionale Wertschöpfung
- Effiziente Reststoffpotenzialnutzung

## Zusammenfassung

Das übergeordnete Projektziel in „FuelBand“ war, einen allgemeingültigen und übergreifend übertragbaren Modellansatz zur Vorhersage der Verschlackung in Biomassefeuerungen an existierenden Biomasseheizkraftwerken zu erproben und gemeinsam mit Betreibern und Herstellern von Biomasseheizkraftwerken zu verifizieren.

Wissenschaftliches und technisches Arbeitsziel der Studie war es, mittels CFD-Simulation (Computational Fluid Dynamics, numerische Strömungssimulation) von exemplarischen Biomassefeuerungen einfache und allgemeingültige Kennfelder abzuleiten und zu verifizieren. Die Kennfelder basieren dabei auf einfach zugänglichen Brennstoff- und Betriebsparametern.

Zusätzlich zu den Simulationen realer Kraftwerke wurde eine 100kW<sub>th</sub> Laborfeuerung umgerüstet, um die Verschlackungsneigung verschiedener Brennstoffe mit verschiedenen Feinanteilen zu beurteilen. Durch die gleichzeitige CFD-Simulation der Feuerung wurden Randbedingungen für die Kraftwerkssimulation generiert und die Modellansätze überprüft.

Großer Wert wurde auf die Zusammenarbeit mit Anlagenbetreibern gelegt. Ein Workshop mit Betreibern, Herstellerfirmen und weiteren Interessierten aus Vereinen, Verbänden und Unternehmen diente zur fachlichen Austausch.



**Prof. Dr. Jürgen Karl**  
(Projektleiter):

Die Vorhersage der Verschlackung in Biomassefeuerungen ist essentiell für die Erweiterung des Brennstoffbandes von existierenden und neu zu errichtenden Anlagen. Die Rohstoffflexibilität

ist dabei elementar für den klima- und energieeffizienten und wirtschaftlichen Betrieb.

## Methodik/Maßnahmen

- CFD-Simulation
- Brennstoffuntersuchungen:
- Experimentelle Untersuchungen:
- Betreiberbefragung
- Ergebnisbündelung in Kennfeldern

## Ergebnisse

- Entwicklung eines Modells zur Vorhersage der Verschlackungsneigung
- Aufbau einer Versuchsanlage zur Untersuchung neuer Brennstoffe
- Kennfelder zur Beurteilung des Verschlackungsrisikos
- Entwurf von Nutzungsszenarien alternativer biogener Brennstoffe
- Betreiberumfrage unter mehr als 100 KraftwerksbetreiberInnen bestätigt Projektergebnisse

## Summary

The main aim of this project was the development of universal, applicable and transferable characteristic diagrams for the prediction of slagging phenomena in biomass combustors.

In order to achieve this goal, we performed numerical simulations using computational fluid dynamics (CFD) of four biomass power plants of different type and size. A methodology for the determination of the fuel ash's melting and slagging behavior developed at FAU-EVT was implemented into the simulation framework. This allowed the examination of a variety of operational scenarios, using different kind of fuels, estimating the amount of slag and ash depositions in the combustion chamber. Special scope lied on the fuel's intrinsic amount of fine particles.

Together with experimental results from tests of different kind of fuel blends at a 100 kW<sub>th</sub> combustor at FAU-EVT, this data subserved the formulation of characteristic diagrams. These results can be further used for a priori assessment of novel biomass feedstock.

Eventually, these diagrams were discussed in the course of a final project workshop, including findings from a extended survey among biomass heat and power plant operators.

## Ergebnis-Fakten

### Feinanteil im Brennstoff ist entscheidend für die Verschlackungsneigung

Im Projektverlauf wurde die Verschlackungsneigung verschiedener biogener Brennstoffarten experimentell untersucht. Dazu wurde eine Messsonde, die gezielt Ablagerungen provoziert, entwickelt und in einer Laborverbrennungsanlage eingesetzt. Dadurch kann die Menge und Art der Verschlackungen brennstoffabhängig erfasst und untersucht werden. Eingesetzt wurden zunächst eine Vielzahl unterschiedlicher Brennstoffe wie Holz- bzw. Strohpellets und Reststoffe wie Landschaftspflegematerial und Strauchschnitt, so dass deren Neigung zur Bildung von Ablagerungen bestimmt werden und Qualitätskriterien für Brennstoffe evaluiert werden konnten. Im nächsten Schritt wurde der Feinanteil (Partikel kleiner als 2 mm) erhöht, in dem ein Teil des Brennstoffs als Pulver zugeführt wurde. Unabhängig von der Brennstoffsorte zeigte sich im Experiment jeweils eine Zunahme der Ablagerungen um den Faktor 4 bis 6, wenn der Brennstoff mit hohem Feinanteil zugeführt wird. Darüber hinaus wurden die entstandenen Ascheablagerungen nach dem Versuch mit Analysemethoden wie dem Rasterelektronenmikroskop weitergehend untersucht, um die Mechanismen der Verschlackungsentstehung zu erforschen.

### Kennfelder zur Vorhersage des Verschlackungsrisikos

Die individuelle Aschezusammensetzung der Brennstoffe bestimmt deren Verschlackungsneigung. Eine Sensitivitätsanalyse im Projektverlauf zeigte, dass die Ascheschmelztemperatur der größte Einflussfaktor auf die Verschlackungsneigung darstellt. Alle relevanten Daten wurden in ein Simulationsmodell



Abbildung 1: Verschiedene Brennstoffe für Biomasseheizkraftwerke: Waldrestholz (links), Straßenbegleitgrün (Mitte), Hackschnitzel G30 (rechts)

eingebettet, das Ascheablagerungen in Biomasseheizkraftwerken in Abhängigkeit von Brennstoffeigenschaften und Betriebsparametern vorhersagt. Aus den Simulationsergebnissen wurden Kennfelder abgeleitet, die anhand der oben vorgestellten Größen die Verschlackungsneigung von Feuerungen charakterisieren. Dadurch lässt sich – bei bekanntem Ausgangsbrennstoff – bestimmen, inwieweit sich die Ablagerungsmenge verändert, wenn ein anderer Brennstoff verwendet wird. Die Simulationsergebnisse und ihre Kernaussagen wurden durch eine breit angelegte Betreiberumfrage, an der sich über 100 BetreiberInnen von Biomasseheiz(kraft)werken beteiligt haben, bestätigt.

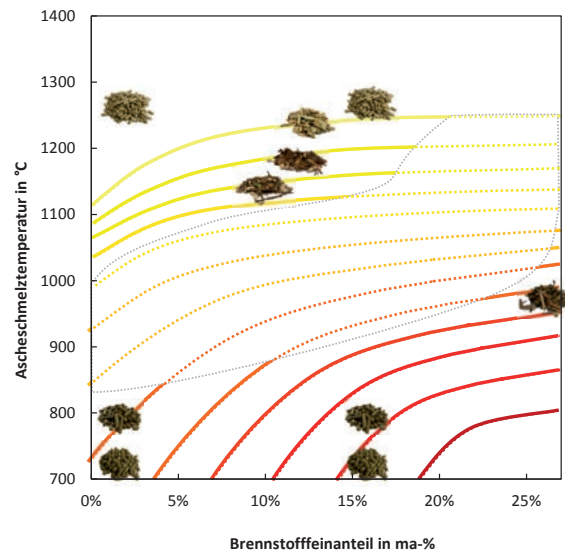


Abbildung 3: Kennfeld zur Vorhersage der Verschlackungsneigung mit einigen untersuchten Beispielbrennstoffen

### CFD-Simulation von Verschlackungen

Mit Hilfe von Strömungs- und Verbrennungssimulationen (englisch CFD: Computational Fluid Dynamics) wurde die Verbrennung in vier realen Biomasseheizkraftwerken untersucht. Dadurch lassen sich beispielsweise lokale Temperatur-Hot-Spots in der Feuerung erkennen und Emissionen vorhersagen. Im Zuge des Projekts „FuelBand“ wurde eine Methodik entwickelt, mit der die Entstehung von Verschlackungen ortsgenau vorhergesagt werden kann.

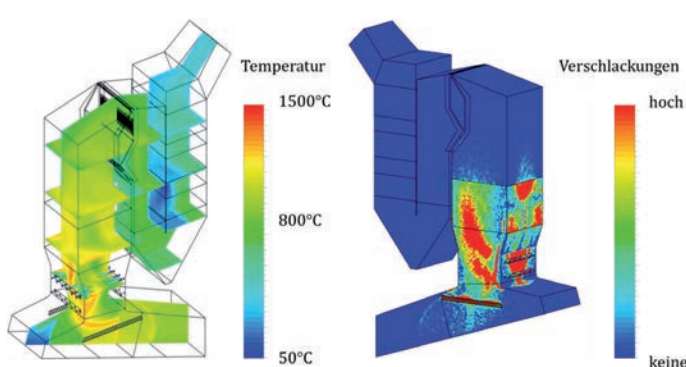


Abbildung 2: Simulierte Verbrennungstemperaturen und vorhergesagte Verschlackungen im Heizkraftwerk Sandreuth der N-ERGIE Kraftwerke GmbH

### Kennfelder für die Brennstoffbeurteilung

In einfachen Kennfeldern wird die Auswertung der Ergebnisse dargestellt. Anhand von Brennstoffeigenschaften wie Ascheschmelztemperaturen und Feinanteil kann das individuelle Risiko eines Anlagenausfalls abgeschätzt werden. Brennstoffe im roten Bereich des Kennfelds (wie z. B. Stroh oder Straßengeleitgrün mit hohem Feinanteil) können derzeit nur in speziell dafür ausgelegten oder angepassten Feuerungen sinnvoll verwendet werden. Ideale geeignete biogene Brennstoffe befinden sich im Bereich mit hohen Schmelztemperaturen und niedrigen Feinanteilen. Das trifft vor allem auf Holzpellets zu.

### Herausforderungen

Bisherige Simulationen von Biomassefeuerungen konzentrierten sich auf die Vorhersage der Gastemperatur. Um Verschlackungen zuverlässig vorhersagen zu können, ist zusätzlich die Betrachtung des Partikelabbrands in der Brennkammer notwendig. Dazu musste ein neuartiges Modell für die Abbrandkinetik des Brennstofffeinanteils entwickelt und eine Simulationsumgebung implementiert werden. Eine besondere Herausforderung bei rechnergestützten Simulationen ist die Validierung



Abbildung 4: Wirbelschichtfeuerung für Verbrennungs- und Verschlackungsversuche am Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik

und Verifizierung der Daten. Dazu musste im Projekt „FuelBand“ ein geeigneter Versuchsaufbau konzipiert, konstruiert und evaluiert werden. Die Aussagekraft der Modellierung zeigte sich im Abgleich mit experimentellen Erkenntnissen und den Ergebnissen der Betreiberumfrage.

### Ausblick

Durch Betreiberumfrage, Workshop und zahlreiche Tagungsbeiträge konnte bereits ein Ergebnistransfer zu interessierten Anlagenbauern und -betreibern erzielt werden, der grundsätzlich positiv aufgenommen wurde.

Wenngleich die grundsätzliche Aussagekraft der im Projekt erarbeiteten Kennfelder bestätigt wurde, ist es zur breiten Anwendung notwendig, weitere Untersuchungen zu tätigen. Diese sollten einerseits die Anwendbarkeit der Kennfelder zur Vorabbeurteilung von Brennstoffen im großskaligen Anlagenbetrieb bestätigen. Andererseits ist es dadurch auch möglich, gezielt Strategien und Gegenmaßnahmen zu erarbeiten, um, beispielsweise durch optimierten Anlagenbetrieb, neue Brennstoffpotenziale zu erschließen.

### Weitere Informationen

- **Tagungsbände:** VDI Berichte 2267, Proceedings of the European Biomass Conference (22nd and 24th Edition, 2014, 2016)

**Webseite:** [www. http://evt.cbi.fau.de/](http://evt.cbi.fau.de/)

# REPOWERING



Ziel des Projekts REPOWERING war es, die Repowering-Potenziale bestehender Biogasanlagen zu evaluieren und Strategien zur Umsetzung der identifizierten Potenziale zu entwickeln. Dazu erfolgte eine Betrachtung der technologischen Optionen zum Repowering, angefangen bei anlagen- und prozesstechnischen Anpassungen an den einzelnen Biogasanlagen bis hin zu raumbezogenen Betrachtungen, wie z. B. der Bildung von Anlagenverbänden anhand von Szenarienbetrachtungen zur Technologieimplementierung.

## Themenschwerpunkte:

- Neue Technologie in alten Anlagen nutzbar machen
- Anlagendaten erfassen
- Potenziale ermitteln → Optionen ableiten
- Modellfälle und Szenarien entwickeln → Wirtschaftlichkeit abschätzen (Optimierungskosten vs. Effizienzsteigerungspotenziale)
- Strategien fürs Repowering entwickeln → Systematik kommunizieren

<b>FKZ-Nr.</b>	03KB071
<b>Laufzeit</b>	01.10.2012 - 31.03.2015
<b>Zuwendungssumme</b>	281.072 €
<b>Koordination<sup>1</sup></b>	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT) Osterfelder Straße 3 46047 Oberhausen <a href="http://www.umsicht.fraunhofer.de">www.umsicht.fraunhofer.de</a>
<b>Partner<sup>2</sup></b>	bioreact GmbH Gierlichstraße 6 53840 Troisdorf <a href="http://www.bioreact.de">www.bioreact.de</a>
<b>Partner<sup>3</sup></b>	gewitra mbH Gierlichstraße 6 53840 Troisdorf <a href="http://www.gewitra.de">www.gewitra.de</a>
<b>Partner<sup>4</sup></b>	bonalytic GmbH Gierlichstraße 6 53840 Troisdorf <a href="http://www.bonalytic.de">www.bonalytic.de</a>
<b>Kontakt</b>	Joachim Krassowski Telefon: +49 (0)208 8598 1162 E-Mail: <a href="mailto:joachim.krassowski@umsicht.fraunhofer.de">joachim.krassowski@umsicht.fraunhofer.de</a>

# Repowering von Biogasanlagen – Maßnahmen zur Effizienzsteigerung für den vorhandenen Anlagenbestand

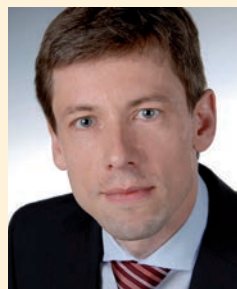
## Summary

The aim of the project REPOWERING is the evaluation of the repowering potentials of existing biogas plants and the development of strategies for the implementation the identified potentials. To achieve this aim a review of the technological options for repowering is carried out. Possible measures are starting with plant and process engineering adaptations for individual plants and will be reach out to room-related considerations, such as the formation of plant interconnections based on different scenarios for technology implementation. As far as available, existing, real plant parameters are used for the assessment of the identified options so that the costs for increasing efficiency and avoiding climate-relevant emissions can be demonstrated in a realistic manner. The focus lies on the reduction of the the share of energy crops in the facilities and the replacement of these input materials by residual materials according to the Biomass Ordinance 2012 (BiomasseV 2012).

## Zusammenfassung

Im Projekt REPOWERING wurden die Repowering-Potenziale bestehender Biogasanlagen evaluiert und Strategien zur Umsetzung der identifizierten Potenziale entwickelt. Dazu wurden Analyse der technologischen Optionen zum Repowering angefertigt, angefangen bei anlagen- und prozesstechnischen Anpassungen an den einzelnen Anlagen bis hin zu raumbezogenen Betrachtungen, wie z. B. der Bildung von Anlagenverbänden, anhand von Szenarienbetrachtungen zur Technologieimplementierung. Soweit verfügbar, wird für die Bewertung der identifizierten Optionen auf bestehende, reale Anlagenkennwerte zurückgegriffen, so dass die Kosten zur Effizienzsteigerung und Vermeidung klimarelevanter Emissionen realitätsnah aufgezeigt werden können. Der Fokus des Projekts lag darauf, den Anteil an Energiepflanzen in den Anlagen zugunsten der Nutzung von Reststoffen gemäß Biomasseverordnung 2012 (BiomasseV), Anlage 1 und 3 zu reduzieren.

Das Projekt umfasst zum einen die Ermittlung, die Beschreibung und Bewertung von Technologieoptionen für die Effizienzsteigerung bestehender Biogasanlagen und zum anderen die Erstellung von Konzepten zur Realisierung der Optionen unter Beachtung des Beitrags zum Klimaschutz und der Wirtschaftlichkeit. Als Basis für die Ableitung zielführender Maßnahmen wurden mögliche technische Optionen zur Weiterentwicklung des Biogasanlagenbestands identifiziert. Dazu gehören verfahrenstechnische und biologische Optimierungen, der Anlagenneubau, der Zusammenschluss einzelner Biogasanlagen sowie die Erweiterung bestehender Anlagen. Ebenso wurden verschiedene Gasverwertungskonzepte, wie die Vorortverstromung, die Gaseinspeisung und die direkte Nutzung von Biogas als Fahrzeugkraftstoff betrachtet. Die dargestellten technischen Optionen wurden hinsichtlich des Stands der Technik bewertet. Abschließend erfolgen eine Analyse der Hemmnisse (Negativliste), die die Implementierung erschweren, sowie eine Analyse der Aspekte, die förderlich auf die Umsetzung (Positivliste) wirken. Ein Fokus der Bewertung wurde auf die Flexibilisierung der Gas- bzw. Stromproduktion beim Repowering von Bestandsanlagen gelegt.



**Joachim Krassowski  
(Projektleiter):**

Wir haben zunehmend ältere Biogasanlagen im Bestand. Mit dem Projekt REPOWERING möchten wir erreichen, dass diese Anlagen mit überschaubarem Aufwand an den neuen, verbesserten Stand

der Technik angepasst werden können und mit neuen, effizienten Technologien, wie z. B. der Gaseinspeisung nachgerüstet werden.

## Ergebnisse

### Entwicklung von:

- Verfahren
- Datenbank
- Fact-Sheets
- Modelle
- Szenarien

Die Datenauswertungen und Szenarienanalysen zeigen, dass bei Bestandsanlagen grundsätzlich ein großes Potenzial für das Repowering und damit auch für eine bessere Integration in ein regeneratives Energiesystem besteht. Unter Berücksichtigung des aktuellen regulatorischen Rahmens zählen insbesondere eine Optimierung der Anlage zur Vermeidung von Methanverlusten und eine Optimierung der Gärbiologie zu den am ehesten wirtschaftlichen Optionen.

Die Nachrüstung von Bestandsanlagen mit zusätzlichen Gasspeichern und BHKWs erhöht zwar die Anlagenflexibilität deutlich, kann aber nicht in jedem Fall als wirtschaftlich erachtet werden. Als herausragende aber auch teuerste Option der Anlagenflexibilisierung ist die Gaseinspeisung zu betrachten, wobei kleinere Biogasanlagen hierbei auch mit

Gassammelleitungen zu zentralen Einspeisepunkten zusammengeführt werden können. Im Rahmen des Projektes REPOWERING wurde ermittelt, dass diese Umsetzung auch an Bestandsanlagen möglich ist. Den hierbei anfallenden höheren Kosten der Biogasproduktion stehen deutliche Vorteile bei der Anlagenflexibilität, der Energieeffizienz und beim Treibhausgasminderungspotenzial gegenüber. Die wichtigsten Ergebnisse des Projektes sind in den folgenden Abschnitten schlaglichtartig dargestellt:

### Biogas, das nutzlos aus der Anlage entweicht, liefert keinen Strom und schadet dem Klima

Biogasanlagen müssen regelmäßig mit geeigneten Geräten auf Leckagen untersucht werden. Dies ist für alle Anlagen von Bedeutung, denn bei den im Rahmen des Projekts untersuchten Anlagen konnte keine direkte Korrelation zwischen Anlageninbetriebnahme und Leckagehäufigkeit festgestellt werden.

Zur Erkennung von Leckagen aus größeren Entfernungen sind berührungslose Messverfahren geeignet. In der Praxis kommen aktive und passive Verfahren zum Einsatz. Das gängige aktive Messverfahren ist ein methansensitiver Laser, der die Konzentration zwischen dem Messgerät und der Emissionsquelle

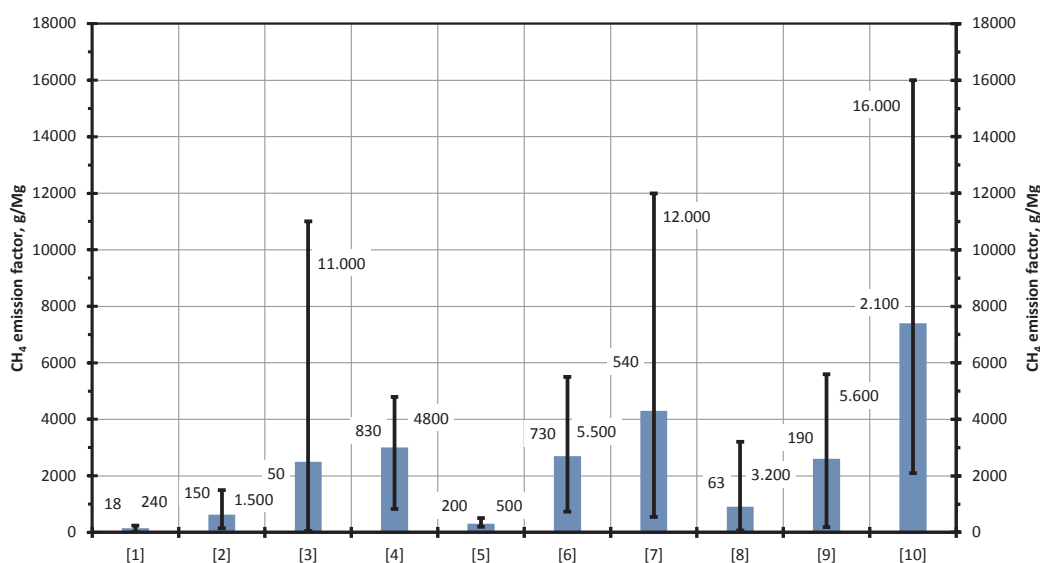


Abbildung 1: Methanemissionen aus 10 unterschiedlichen im Projekt REPOWERING untersuchten BGA, Quelle: Gewitra

in ppm\*m misst. Als passives Messverfahren ist die Gasvisualisierung mittels einer kohlenwasserstoff-sensitiven IR-Kamera auf dem Markt.

Die Leckage- und Dichtheitsuntersuchung an Biogasanlagen ist wesentlicher Bestandteil der sicherheitstechnischen Routineüberprüfung von Biogasanlagen. Auch aus ökologischer und ökonomischer Sicht sind solche Untersuchungen sinnvoll.

### Die enzymatische Vorhydrolyse kann zukünftig zu einem besseren Aufschluss faserhaltiger Substrate beitragen

Im Projekt REPOWERING wurde das Konzept für eine enzymatische Vorhydrolyse entwickelt. Die Idee hinter dem Konzept war es, eine Alternative zu technisch-physikalischen Vorbehandlungsmethoden schaffen, die einen Aufschluss mit geringem Energiebedarf ermöglicht.

Für eine mögliche Realisierung des hier skizzierten Verfahrens einer vorwiegend enzymatischen Vorhydrolyse in der Praxis, kann in verfahrenstechnischer Hinsicht auf bestehende zweiphasige, anaerobe Vergärungsverfahren mit mikrobiologischer Vorhydrolyse aufgesetzt werden. Das Verfahren ist damit

nicht als Alternative zur praktizierten mikrobiologischen Vorhydrolyse, sondern als Alternative zu technisch-physikalischen Vorbehandlungsmethoden gedacht.

### Biologische Repowering-Maßnahmen

Im Vordergrund der biologischen Repowering-Maßnahmen steht die Optimierung Prozessablaufs der Biogasbildung. Dieser wird maßgeblich von der Aktivität und dem Zusammenspiel der beteiligten Bakteriengruppen bestimmt. Damit die Aktivität der Bakterien gewährleistet ist muss eine ausreichende Versorgung mit Nährstoffen insbesondere Spurenelemente (Mikronährstoffe) sichergestellt sein. Die Spurenelemente dienen zur Ausbildung der am Abbau beteiligten Enzyme und Proteine, stellen wichtige Reaktionspartner dar und ermöglichen den Elektronentransport.

### Praxisbeispiel: Optimierung einer Anlage aus dem Projekt durch Enzymzugabe

Das Nachfolgende Praxisbeispiel zeigt die Optimierungsmöglichkeiten einer Bestandanlage durch Enzym- und Spurenelementzugabe. Die Anlage wurde im Jahr 2014 im Rahmen des Projektes besucht. Es wurden Proben aus dem Fermenter für Komplettanalyse und ICP gezogen.

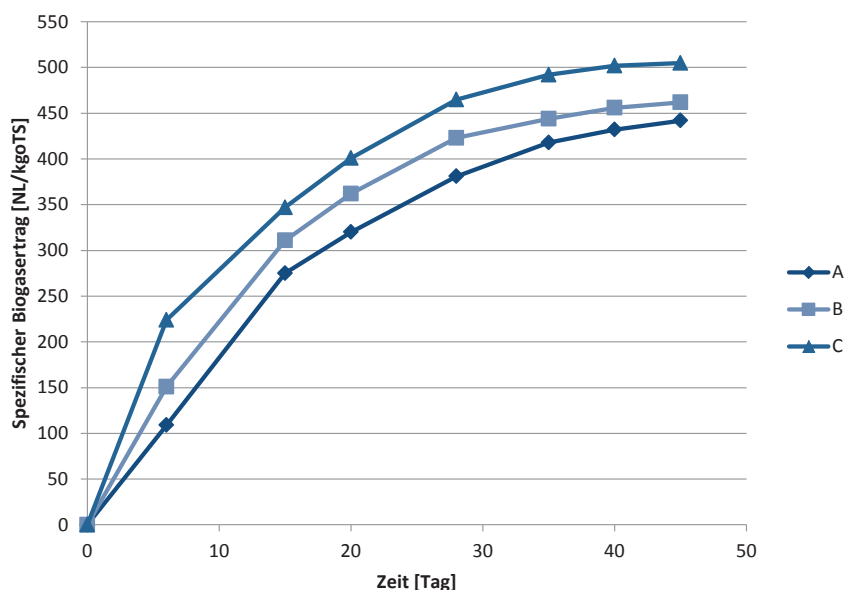


Abbildung 2: Spezifischer Biogasertrag in Abhängigkeit von der Gärzeit für folgende Ansätze A: Gerstenstroh, B: Gerstenstroh + Enzymextrakt, C: Gerstenstroh nach enzymatischer Vorhydrolyse, Quelle: Bioreact



Tabelle 1 : Anlagendaten der Praxisanlage, Quelle: Bioreact

Vorhydrolyse	160 m <sup>3</sup> (offen)
Fermenter	650 m <sup>3</sup>
Endlager	offen
Installierte Leistung:	190 kW
Wirkungsgrad BHKW	37 %
Baujahr	2006

Ziel der Optimierung war es bei der kurzen Verweilzeit von 25,1 Tagen den Abbau des Substrates zu beschleunigen und die Viskosität des Fermenterinhalt zu senken. Eine deutliche Viskositätsverbesserung konnte bereits nach zwei Wochen festgestellt werden. Nach ca. 3 – 4 Wochen stieg die Leistung langsam an.

Durch die Wirkung der Enzyme wurde der Fermenterinhalt fließfähiger. Gleichzeitig wurde auch der Gärrest auch dünnflüssiger wodurch die Rezirkulationsmenge in die Hydrolysestufe sukzessive zurückgefahren werden konnte. Aktuell werden nur noch 14,5 m<sup>3</sup> Rezirkulat täglich der Hydrolysestufe zugegeben. Aus 4,3 t Maissilage, 2 t Getreide und 1 m<sup>3</sup> Rindergülle werden aktuell 185 kWh pro Stunde produziert. Die Substratausnutzung wurde über die prozessbiologischen Maßnahmen von 80,8 auf 99,3 %

gesteigert. Außerdem läuft das BHKW mittlerweile mit 185 kWh pro Stunde mit 97,4 % fast Vollast.

### Technische Repowering-Maßnahmen

Technische Repowering-Maßnahmen sind von einer großen Diversität gekennzeichnet. Die Maßnahmen können generell der Optimierung oder der Nachrüstung zugeordnet werden. Unter Optimierung sind der Austausch von bestehenden Technologien durch gleichartige aber effizientere Technologien zu verstehen sowie auch bei eventuellen Defekt der Technik. Eine Nachrüstung hingegen liegt vor, wenn die gewählte Technologie erstmalig neu eingebaut wird. Besonders bei der Energiegewinnung können technische Repowering-Maßnahmen große Wirkung entfalten. Bei den meisten landwirtschaftlichen Biogasanlagen wird das erzeugte Biogas in einem BHKW verbrannt, wobei elektrische Energie und Wärmeenergie gewonnen werden. Die Effizienz ist hierbei abhängig von den elektrischen und thermischen Wirkungsgraden des BHKW. Ein Ersatz des genutzten BHKW durch ein neues BHKW mit höheren Wirkungsgraden stellt eine mögliche Repowering-Maßnahme dar und ermöglicht bei gleichbleibender Energieerzeugung Substrateinsparungen.

Tabelle 2: Anlagendaten der Praxisanlage, Quelle: Bioreact

	Vor Optimierung	Nach Optimierung
Substrat	Fütterungsmenge [t/d]	Fütterungsmenge [t/d]
Maissilage	4,4	4,3
Getreide	1,5	2
Rindergülle	1	1
<b>Substratkosten</b>	<b>[€/d]</b>	<b>[€/d]</b>
Maissilage (40 €/t)	176	172
Getreide (180 €/t)	270	360
<b>Prozesshilfsstoffe</b>	<b>[kg/d]</b>	<b>[kg/d]</b>
Spurenelemente	0	0,74
Enzyme	0	2,5
<b>Kosten Prozesshilfsstoffe</b>	<b>[€/d]</b>	<b>[€/d]</b>
Spurenelemente	0	10,0
Enzyme	0	16,8
<b>Stromertrag</b>		
Stromproduktion [kWh/d]	3120	4440
Einspeisevergütung [€/kWh]	0,17	0,17
Einspeisevergütung [€/d]	530,4	754,8
<b>Erlös [€/d]</b>	<b>84,4</b>	<b>196,1</b>
<b>Mehrerlös durch Prozessoptimierung [€/d]</b>		<b>111,7</b>

**Tabelle 3: Praxisbeispiel: Substrateinsparung nach Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades 35,5 % auf 40 %**

Substrat	Bisherige Substratmenge [t FM/ a]	Substratmenge nach BHKW-Austausch [t FM/ a]
Maissilage (35 % TM)	6.500	5.282
Grassilage (35 % TM)	1.500	1.500
Rindergülle mit Futterresten (10 % TM)	2.200	2.200
Schweinegülle (6 % TM)	1.500	1.500

#### Biogaserträge [m<sup>3</sup>]:

96,3 % des KTBL Wertes	1.743.974
Biogasertrag nach BHKW-Austausch	1.547.777

#### Stromertrag für 1 Jahr:

96,3 % des KTBL Wertes	3.095.553
Biogasertrag nach BHKW-Austausch	3.095.553

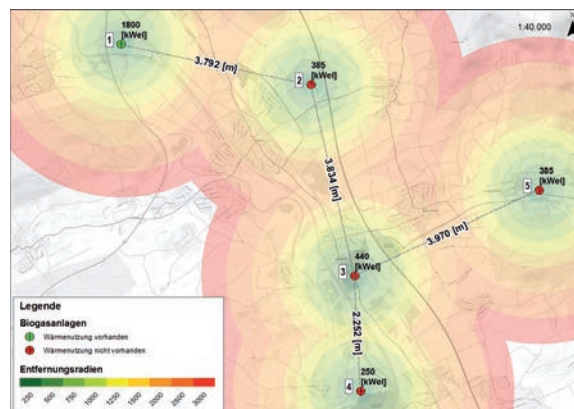
#### Einsparung von 1.218 t Maissilage

Annahme 1 t FM Maissilage = 36€	43.847 €
---------------------------------	----------

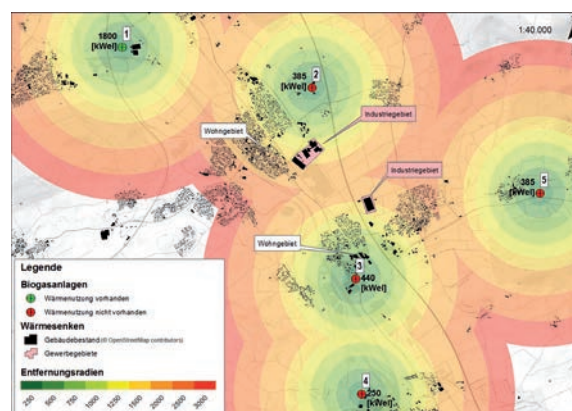
### Planbeispiel Anlagenverbünde

Im Projekt REPOWERING wurden Planbeispiele für die Erstellung von Anlagenverbünden erstellt. Das dargestellte Planbeispiel zeigt fünf Biogasanlagen im ländlichen Raum. Die installierte elektrische Leistung reicht von 250 kW<sub>el</sub> bis 1800 kW<sub>el</sub>. Vier der Anlagen (Nr. 2 bis 5) weisen aktuell keine effiziente Wärmenutzung aus, so dass diese Anlagen exemplarisch einem räumlichen Screening zur Realisierung eines Wärmenetzes oder Biogaseinspeisung unterzogen werden. Gemeinsam haben die Anlagen eine installierte elektrische Leistung von ca. 1,4 MW.

Zur Analyse von potenziellen Wärmesenken werden OpenStreetMap-Daten zum Gebäudebestand genutzt. Die Analyse zeigt, dass zwei Industriegebiete (1250 m von Anlage 2 und 3) sowie kleinere Ansammlungen von Wohngebäuden im Umfeld der Anlagen zu finden sind. Zu prüfen ist, ob eines der Industriegebiete bzw. Wohngebiete Wärmemengen abnehmen kann, um den Wärmenutzungsgrad der betrachteten Anlagen (Nr. 2 bis 5) deutlich zu steigern. Einzelkonzepte sind grundsätzlich auch möglich, aber nicht im Fokus des Konzepts.



**Abbildung 3: Räumliche Verteilung von fünf Biogasanlagen im ländlichen Raum, Quelle: UMSICHT**



**Abbildung 4: Verschneidung der Entfernungsradien mit dem OSM Gebäudebestand, Quelle: UMSICHT**

Aufgrund der räumlichen Konstellation und insbesondere der Entfernungen ist grundsätzlich die Realisierung eines Anlagenverbunds möglich. In Berechnungen von Fraunhofer UMSICHT wurde bereits gezeigt, dass Anlagenverbünde zur gemeinsamen Biogaseinspeisung bzw. Versorgung eines Satelliten-BHKWs mit Trassenlängen bis 30 km wirtschaftlich realisiert werden können.

### Mikronährstoffe sicherstellen

Im Vordergrund der biologischen Repowering-Maßnahmen steht die Optimierung des Prozessablaufs der Biogasbildung. Dieser wird maßgeblich von der Aktivität und dem Zusammenspiel der beteiligten

Bakteriengruppen bestimmt. Damit die Aktivität der Bakterien gewährleistet ist, muss eine ausreichende Versorgung mit Nährstoffen, insbesondere mit Spurenelementen (Mikronährstoffe) sichergestellt sein. Die Spurenelemente dienen zur Ausbildung der am Abbau beteiligten Enzyme und Proteine, stellen wichtige Reaktionspartner dar und ermöglichen den Elektronentransport.

### Systemorientierte Repowering-Maßnahmen

Ein weiteres Gebiet der Repowering-Maßnahmen umfasst Grundsatzfragen des Anlagenkonzeptes und dem System Biogasanlage. Die möglichen systemorientierten Repowering-Maßnahmen kommen in der Regel nicht ohne technische Anpassungen aus. Zwischen dem Bereich der systemorientierten und technischen Repowering-Maßnahmen herrscht also meist eine enge Verbindung und Überschneidung.

### Fazit

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse des Projekts, dass bei Bestandsanlagen grundsätzlich ein großes Potenzial für das Repowering und damit auch für eine bessere Integration in ein regeneratives Energiesystem besteht. Unter Berücksichtigung des aktuellen regulatorischen Rahmens zählen insbesondere eine Optimierung der Anlage zur Vermeidung von Methanverlusten und eine Optimierung der Gärbiologie zu den am ehesten wirtschaftlichen Optionen.

Die Nachrüstung von Bestandsanlagen mit zusätzlichen Gasspeichern und BHKWs erhöht zwar die Anlagenflexibilität deutlich, kann aber nicht in jedem Fall als wirtschaftlich erachtet werden. Als herausragende aber auch teuerste Option der Anlagenflexibilisierung ist die Gaseinspeisung zu betrachten, wobei kleinere Biogasanlagen hierbei auch mit Gassammelleitungen zu zentralen Einspeisepunkten zusammengeführt werden können. Im Rahmen des Projektes Repowering wurde ermittelt, dass diese Umsetzung auch an Bestandsanlagen möglich ist. Den hierbei anfallenden höheren Kosten der Biogasproduktion stehen deutliche Vorteile bei der Anlagenflexibilität, der Energieeffizienz und beim Treibhausgasminderungspotenzial gegenüber.

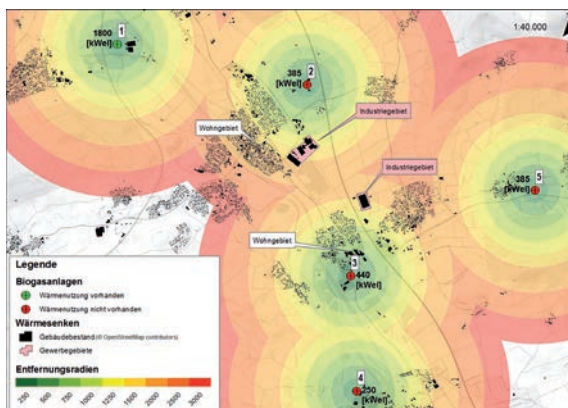


Abbildung 5: Entfernungsanalyse Gasleitung, Quelle: UMSICHT

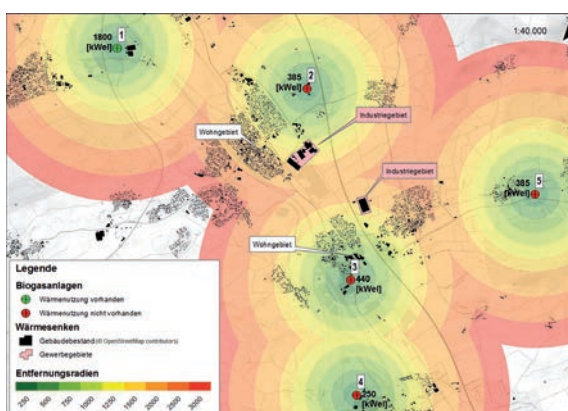


Abbildung 6: Trassenverlauf Mikrogasleitung, Quelle: UMSICHT

# PROKOSYS



Einen wichtigen Beitrag für die bedarfsgerechte Stromerzeugung kann der Energieträger Biogas leisten, der zum einen ohne weitere Aufbereitung in lokalen Gasspeichern vorgehalten und im BHKW bedarfsgerecht verstromt, zum anderen auf Erdgasqualität (Biomethan) aufbereitet und in regionale bzw. nationale Gasnetze eingespeist werden kann. Da die Kapazitäten der lokalen und regionalen Gasspeicher oft nicht ausreichen, um größere Bedarfsschwankungen zu überbrücken, wurden im Projekt PROKOSYS verschiedene verfahrenstechnische Ansätze zur Flexibilisierung der Biogasproduktion aus biogenen Reststoffen konzipiert und erprobt. Untersucht wurde auch der Einsatz von Kohlenstoffmembranen für eine flexible Gasaufbereitung zur Einspeisung in lokale Gasnetze.

## Themenschwerpunkte:

- Effizienzsteigerung
- Flexibilisierung von Biogasanlagen
- Verfahrensoptimierungen
- Substrataufbereitung
- Biogene Reststoffe

<b>FKZ-Nr.</b>	03KB072
<b>Laufzeit</b>	01.10.2012 - 31.03.2015
<b>Zuwendungssumme</b>	915.595 €
<b>Koordination<sup>1</sup></b>	Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme (IKTS) Winterbergstraße 28 01277 Dresden
<b>Partner<sup>2</sup></b>	LMEngineering GmbH Helmsgrün - An der Hohle 37 08543 Pöhl www.lmengineering.de
<b>Partner<sup>3</sup></b>	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI) Karl-Heine-Straße 109/111 04347 Leipzig www.dbi-gut.de
<b>Partner<sup>4</sup></b>	Weber Entec GmbH & Co KG Im Ermisgrund 10 76337 Waldbronn www.weber-entec.com
<b>Assoziierter Partner</b>	DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH
<b>Kontakt</b>	Björn Schwarz - Projektkoordinator Telefon: +49 (0)351 2553 7745 E-Mail: bjoern.schwarz@ikts.fraunhofer.de

# Prozesse, Komponenten und Systeme für den flexibilisierten Betrieb von Biogasanlagen unter Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe

## Zusammenfassung

Das Projekt PROKOSYS hat sich mit der Problemstellung des Ausgleiches von schwankender Energieproduktion und wechselndem -bedarf im Stromnetz beschäftigt. Je nach Größe der lokalen Speicher oder Gasnetze ist die Aufnahme von Biogas/Biomethan und damit die flexible Nutzung begrenzt. Um Kosten für etwaige Stillstandszeiten oder eine Speichererweiterung zu minimieren, wurden im Projekt zwei Strategien verfolgt:

- die Untersuchung der Möglichkeiten zur Prozessbewirtschaftung im Hinblick auf neue ökonomisch-effiziente Verfahrensansätze zur Beeinflussung der zeitlich abhängigen Biogasbildung und
- die Entwicklung von Kohlenstoffmembranen mit hoher Selektivität zur flexiblen Gasaufbereitung für die bedarfsgerechte Einspeisung in kleinere Gasnetze.

## Methodik/Maßnahmen

- Übertragung eines speziellen Aufbereitungsverfahrens für Maissilage (DECONDIS®) auf biogene Reststoffe
  - o Erzeugung von Flüssigphasen durch mechanisches Abpressen
  - o Konzeption einer vorgeschalteten Hydrolysestufe zur Maximierung des Energiegehaltes in der Flüssigphase
- Gärrestentgasung mittels Ultraschall zur Erhöhung der Gasausbeute sowie zur Flexibilisierung
- Anpassung und Weiterentwicklung der Prozessüberwachung und Sensorik (TS, organische Säuren) zur Steuerung der bedarfsgerechten Substratzufuhr
- Weiterentwicklung von Kohlenstoffmembranen zur Effizienzsteigerung bei der Biogasaufbereitung (Labormaßstab bis kleintechnischer Maßstab)
- Wirtschaftlichkeitsberechnung



**Björn Schwarz**  
(Projektleiter):

Um eine Flexibilisierung der Energieerzeugung kommt zukünftig keine Biogasanlage herum. Daher ist es wichtig, alle Optionen für eine Realisierung technisch und wirtschaftlich zu überprüfen.

PROKOSYS hat mit seinem Ansatz der Substrataufbereitung und Verfahrensführung hierzu einen wichtigen Beitrag geliefert.

## Ergebnisse

### Entwicklung/Optimierung von:

- Verfahren und Anlagenteilen
- Membranen
- Anwendung im Kleintechnischen Maßstab

## Summary

The project PROKOSYS has dealt with the problem of balancing fluctuating energy production and the different requirements in the electricity grid. Depending on the small size of local storages or gas networks, the consumption of biogas/biomethane and hence the flexible use is limited. In order to minimize costs for a flexible use of biogas, two strategies were developed:

- o A analysis of the process management with a special view to new approaches to control the biogas production over time and
- o the development of carbon membranes for gas conditioning for the appropriate feeding into smaller gas networks.

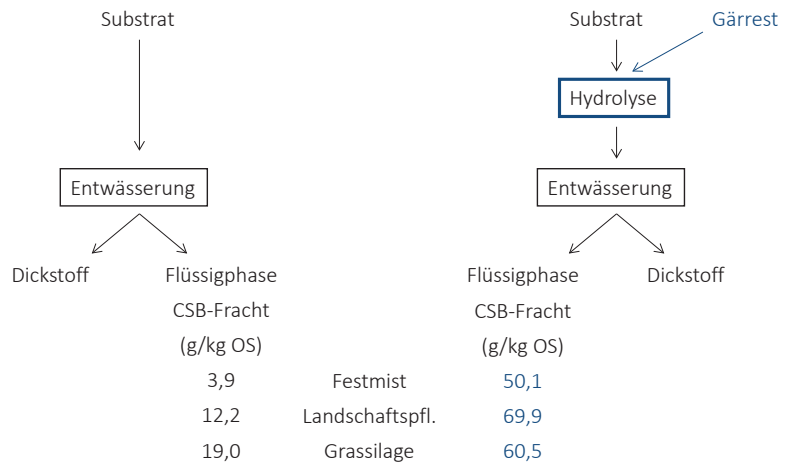


Abbildung 1: CSB-Überführung in die Flüssigphase (mit und ohne Hydrolyse) in g gelöstem CSB pro kg Original-Substrat (OS)

**Prozessbewirtschaftung**

Für die bedarfsgerechte Produktion und Bereitstellung von Biogas wurde ein speziell auf silierte Rohstoffe (z. B. Maissilage) zugeschnittenes, dynamisch betreibbares Aufbereitungserfahren (DECONDIS®) so modifiziert, dass es auch für schwer abbaubare organische Reststoffe (z. B. Landschaftspflege, Festmist) angewendet werden kann. Die Untersuchungen zeigten, dass durch das bloße Abpressen

der verwendeten Reststoffe weder mengenmäßig noch qualitativ ausreichend Energiepotenzial in die Flüssigphase des Substrates überführt werden konnte. Ursachen sind ein hoher Lignin- und ein geringer Wassergehalt sowie geringe Konzentrationen leicht verfügbarer Inhaltsstoffe. Durch die Vorschaltung und Optimierung einer Hochtemperatur-Hydrolyse konnte das Energiepotenzial in der Flüssigphase um den Faktor 3 bis 4 gesteigert werden (Abbildung 1).

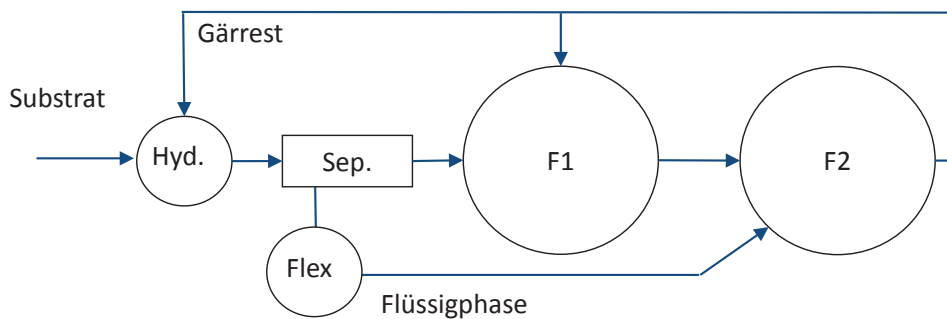


Abbildung 2: Verfahrensschema PROKOSYS mit Hochtemperatur-Hydrolyse

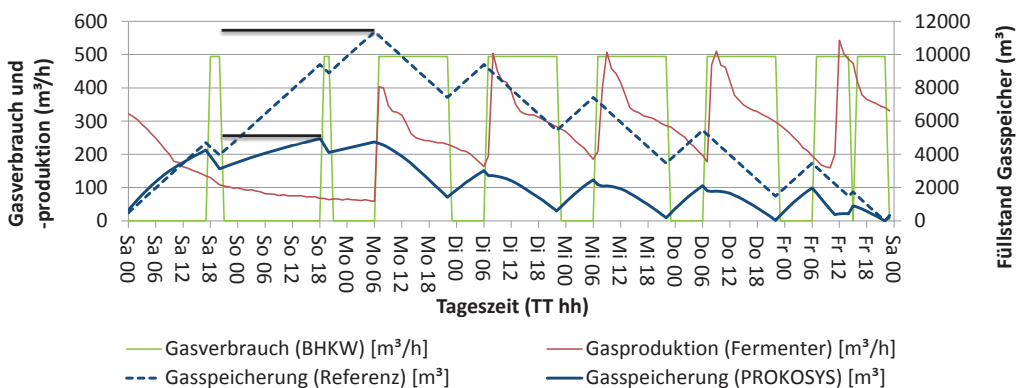


Abbildung 3: Vergleich der Gasspeichervolumen Referenz (konstant) vs. PROKOSYS

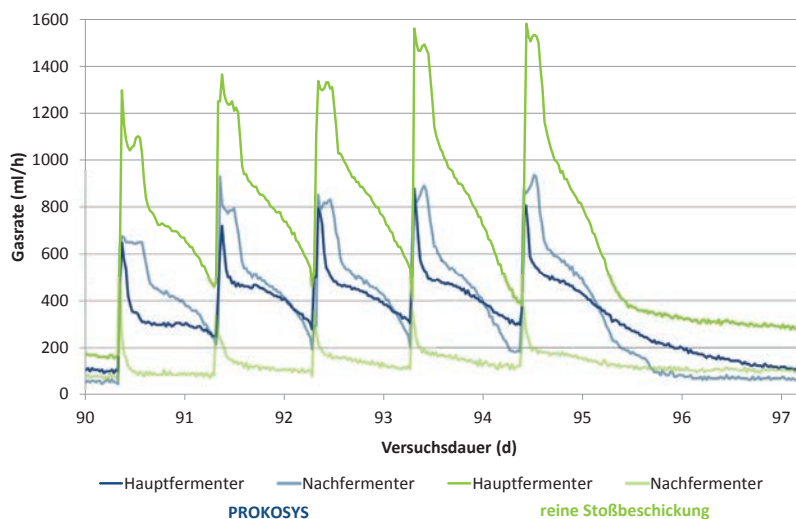


Abbildung 4: Gasproduktion Haupt- und Nachfermenter im Vergleich

Die Übertragung dieses Ansatzes auf die Verfahrensführung einer Biogasanlage ergab das PROKOSYS-Verfahren (Abbildung 2), welches mit Hilfe einer Hydrolysestufe den Ansatz des DECONDIS®-Verfahrens erfolgreich auf biogene Reststoffe erweitert.

Mit Hilfe des entwickelten PROKOSYS-Verfahrens konnten innerhalb des Projektes vorgegebene Lastganglinien (Niveaueurven für den Strombedarf) erfolgreich mit einer flexiblen Biogasproduktion nachgefahren werden. Gegenüber einer klassischen (konstanten) Biogasproduktion konnte das notwendige Speichervolumen für einen Ausgleich von Produktion und Abnahme um etwa 50 % verringert werden (Abbildung 3). Eine weitere Reduktion ist nur eingeschränkt möglich, da das System relativ träge auf die flexible Rohstoffzufuhr reagiert.

Schwer abbaubare Substrate wie Rinderfestmist werden durch den Aufschluss (Hochtemperatur-Hydrolyse) schneller abgebaut. Ein weiterer Vorteil des PROKOSYS-Verfahrens wird durch die Aufteilung der Substratströme auf Haupt- und Nachfermenter erreicht, indem Prozessstörungen durch zu hohe Raumbelastungen (max. Menge an zu geführter organischer Trockensubstanz) vermieden werden.

Der Nachfermenter wird beim PROKOSYS-Verfahren durch den Einsatz der Flüssigphase aus der Hydrolyse maßgeblich an der Gasproduktion beteiligt. Während beim klassischen Betrieb von zwei in Reihe geschalteten Fermentern etwa 80 bis 90 % des gesamten Biogases im ersten Fermenter gebildet werden, so können mittels PROKOSYS-Ansatz etwa 40 bis 55 % der gesamten Biogasmenge im nachgeschalteten zweiten Fermenter produziert werden (Abbildung 4).

Dieser Belastungsausgleich führt neben der erwähnten Prozessstabilisierung auch zu der Möglichkeit, insgesamt eine größere Menge an Substraten in bestehenden Biogasanlagen zu nutzen und damit die Produktionskapazität zu erhöhen ohne in neue Reaktoren zu investieren.

### Gärrestentgasung

Untersuchungen zur bedarfsgerechten Freisetzung von Biogas durch gezielte Anregung mittels Ultraschall (Austreiben von gelösten Gasen ähnlich dem Effekt beim Schütteln von CO<sub>2</sub>-haltigen Getränken)

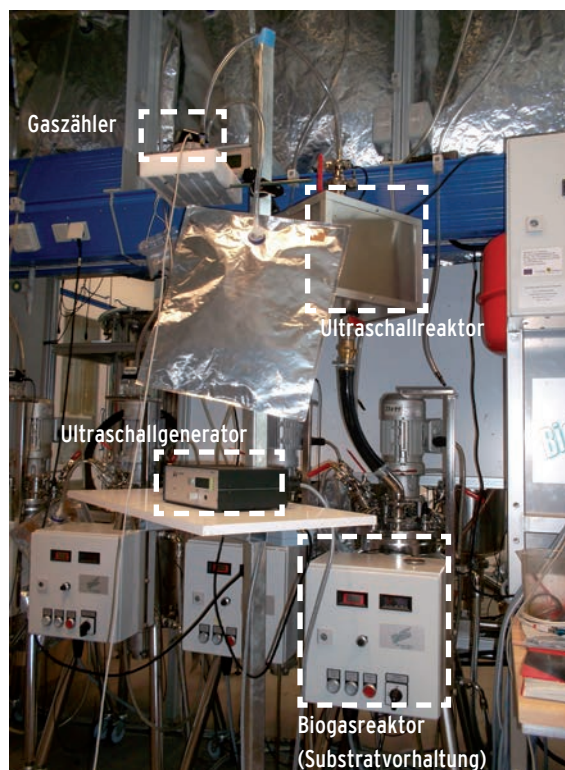


Abbildung 5: Anlage zur Ultraschallentgasung im Labor

fürte nicht zum gewünschten Effekt. Mit der in Abbildung 5 dargestellten Versuchsanordnung mit flachen Schallgebern der Fa. Weber Entec konnten nur sehr geringe Gasmengen freigesetzt werden, welche keinerlei praktische Relevanz besaßen.

### Prozessüberwachung

Ein weiteres Ziel im Projekt war die Weiterentwicklung und Anwendung von speziellen Sonden, um die Qualität der Eingangssubstrate (z. B. Energiegehalt) und den Zustand des Prozesses (z. B. Gehalt organischer Säuren) direkt online überwachen und für Regelprozesse nutzen zu können. Es hat sich gezeigt, dass das trotz der guten Ausgangssituation, bezogen auf die Arbeiten des Instituts für Bioprozess- und Analysenmesstechnik e.V. (UAN im Projekt) zu Mikrowellensensoren als auch zu praxisnahen Veröffentlichungen bezüglich der Anwendung von optischen spektroskopischen Methoden an Biogasanlagen die Entwicklung eines Kombimesssystem im Rahmen der Projektarbeiten des Verbundprojektes „PROKOSYS“ nicht komplett abgeschlossen werden konnte.

Aktuell kann der messtechnische Ansatz einer Kombination aus optischer und elektrischer Spektroskopie noch nicht als prozessstaugliche Online-Messmethode an Biogasanlagen genutzt werden. Ein vielversprechender Ansatz könnte die Weiterentwicklung der Sensormodule in Verbindung mit einer automatisch betriebenen Beprobungsarmatur (Abbildung 6) sein. Die innerhalb des Projektvorhabens erzielten Ergebnisse stellen trotz des noch notwendigen Entwicklungsbedarfs zur Etablierung eines Online-Messsystems eine wertvolle Grundlage für zukünftige Anwendungen in der stofflichen und energetischen Nutzung von Reststoffen dar.

### Gasaufbereitung mittels Membranen

Im Projekt erfolgte die  $\text{CO}_2$ -Abtrennung zur Gasreinigung über den Einsatz von Kohlenstoffmembranen. Das Interessante an der Kohlenstoffmembran ist ein Trennmechanismus, der ausschließlich auf ein grössenselektives Aussieben der unterschiedlich großen  $\text{CO}_2$ - und  $\text{CH}_4$ -Molekülen beruht. Eine solche Membran könnte bei einer praktischen Biogasaufbereitung in einem breiten Parameterbereich gefahren

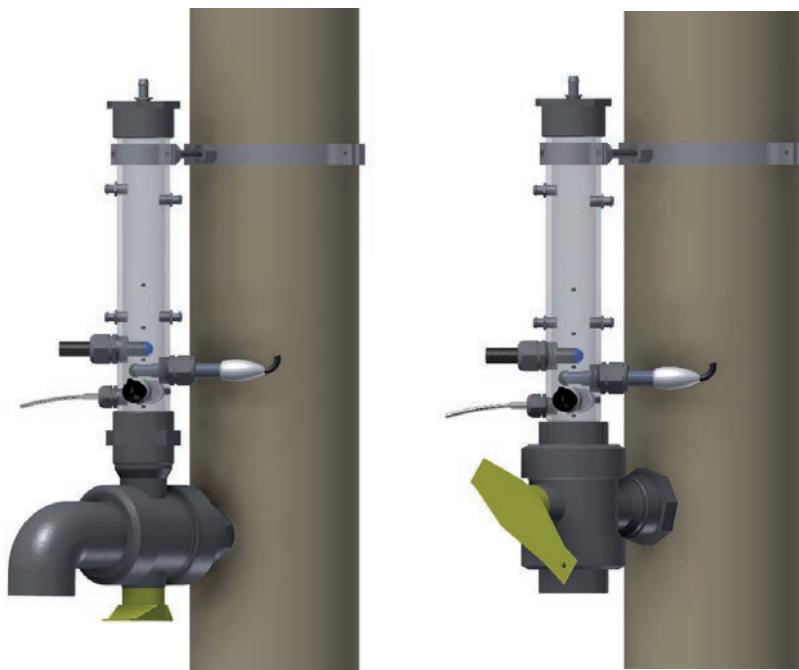


Abbildung 6: Probenahmearmaturen für die automatisierte Probenbewertung



### Ergebnisse auf einen Blick

- Steigerung der Raumbelastung in einer Biogasanlage ohne spezifischen Gasverlust durch Aufteilung des Substratstroms auf zwei Fermenter möglich (PROKOSYS-Verfahren).
- Durch die Einführung der DECONDIS® oder PROKOSYS-Technologien sind pro Biogasanlage bis zu 33 % mehr Energieausstoß möglich.
- Weniger Zubau in Biogasanlagen-Infrastruktur nötig, durch bessere Ausnutzung des Bestandes aufgrund des PROKOSYS-Verfahrens.
- Flexibilisierung der Biogasproduktion auf Basis von DECONDIS® möglich, aber nur für hoch energetische Inputstoffe (z. B. Maissilage) auch wirtschaftlich betreibbar.
- Die entwickelten Kohlenstoffmembranen zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus Biogas sind stabil flexibel betreibbar mit sehr guten Abtrennleistungen.

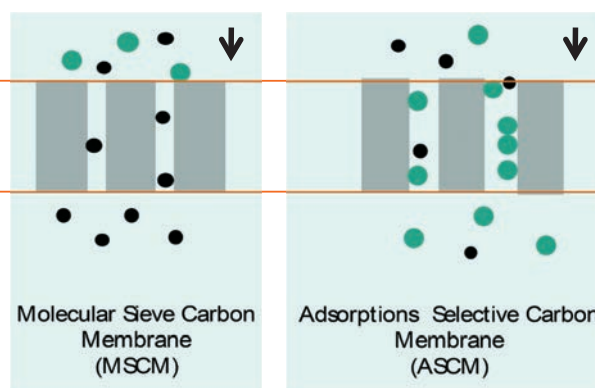
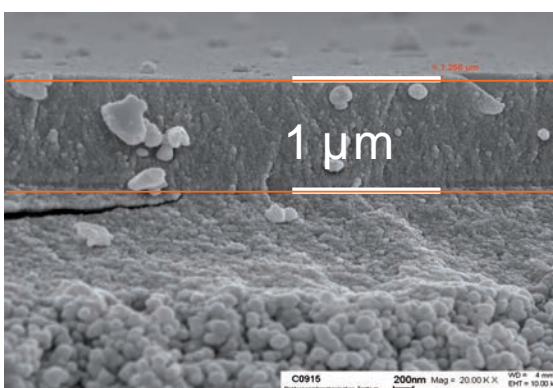


Abbildung 7: Kohlenstoffmembranen und die prinzipiellen Trennmechanismen

werden. Auf schwankende Gaszusammensetzungen oder Volumenströme kann durch Druckveränderung reagiert werden, ohne dass es Einbußen in der Selektivität gibt.

Zielstellung war die Herstellung einer Membran mit einem Trennfaktor  $\text{CO}_2/\text{CH}_4$  von  $> 50$  sowie einem Durchfluss von  $\text{CO}_2$  von mehr als  $0,5 \text{ m}^3/(\text{m}^2 \cdot \text{h} \cdot \text{bar})$ . Diese Zielstellung wurde unter Laborbedingungen sowohl im Kleinmaßstab als auch im technisch relevanten Maßstab mit Trennfaktoren von bis zu 100 und Durchflüssen von  $0,7$  bis  $10 \text{ m}^3/(\text{m}^2 \cdot \text{h} \cdot \text{bar})$  deutlich erreicht.

### Herausforderungen

Das Untersuchungsziel für PROKOSYS lag in einer gezielten Spaltung der Substratströme für Reststoffe, um eine möglichst flexible Biogasproduktion zu erhalten. Dafür sind immer eine Hydrolysestufe, eine Entwässerung und eine Flüssigphasenspeicher sowie die dazugehörige Peripherie an Pumpen, Steuerung und Messtechnik notwendig. Damit liegen die jährlichen Kosten geschätzt bei ca. 100.000 Euro (Abschreibung und Betrieb), was immer deutlich über den Ersparnissen der Betreiber für die Gasspeicherung liegt.

Gegenwärtig wird Flexibilität bei der Stromeinspeisung noch zu gering honoriert. Dies stellt ein Hemmnis für die Anwendung der Technologie dar, obwohl mit Biogas teure Investitionen in andere Speichertechnologien (verbunden mit z. T. hohen Speicherverlusten) vermieden werden können.

### Ausblick

Im Kosten-Nutzen-Vergleich bleibt die bewährte Variante der Speichererweiterung die günstigste Lösung für Biogasanlagenbetreiber, da die untersuchten Reststoffe aufgrund ihrer Substrateigenschaften nur mit vergleichsweise hohem technischen Aufwand für eine flexible Biogasproduktion eingesetzt werden können. Allerdings ist das PROKOSYS-Verfahren für klassische Substrate mit einem hohen Energiepotenzial in der Flüssigphase (z. B. Maissilage) deutlich einfacher anzuwenden und stellt eine interessante Option für die flexible Biogasproduktion dar. Des Weiteren bietet abseits der Flexibilisierung die verbesserte Prozessstabilität mit der Option einer Steigerung der Raumbelastung und damit des Durchsatzes und der Erzeugungskapazität Vorteile für viele Biogasanlagen.

Im Bereich der Einspeisung von Biomethan in kleinere lokale Biogasnetze bieten die entwickelten Kohlenstoffmembranen eine sehr gute Variante für eine stabile und flexible Aufbereitung.



# Carola



Ziel des Vorhabens ist die Entwicklung und Demonstration eines elektrostatischen Feinstpartikelabscheiders, der optimal an Biomassekessel angepasst ist und mit hohen Abscheidegraden die Staubemissionsgrenzwerte der 2. Stufe der 1. BImSchV sicher unterschreitet. Im Vorhaben wird der als Einzelgerät entwickelte Carola<sup>®</sup>-Abscheider an einen modernen, holzbeheizten Heizkessel adaptiert. Hierzu wird nach Auslegungsversuchen an einem industriellen Teststand in enger Abstimmung mit dem Kesselhersteller und Anlagenbauer die Vor- und Detailplanung des Abscheiders durchgeführt.

## Themenschwerpunkte:

- Feinstaubabscheider
- Adaption an holzgefeuerten Heizkessel
- Produktion von Kleinserien
- Langzeittest an Prüfständen

<b>FKZ-Nr.</b>	03KB083
<b>Laufzeit</b>	01.08.2013 - 31.07.2015
<b>Zuwendungssumme</b>	434.950 €
<b>Koordination<sup>1</sup></b>	Karlsruher Institut für Technologie Hermann-von-Helmholtz Platz 1, 76344 Eggenstein-Leopoldshafen <a href="http://www.kit.edu">www.kit.edu</a>
<b>Partner<sup>2</sup></b>	CCA - Carola Clean Air GmbH Hermann-von-Helmholtz Platz 1, 76344 Eggenstein-Leopoldshafen <a href="mailto:www.Carola@clean-air.com">www.Carola@clean-air.com</a>
<b>Partner<sup>3</sup></b>	HDG-Bavaria GmbH Siemensstraße 22, 84323 Massing <a href="http://www.hdg-bavaria.com">www.hdg-bavaria.com</a>
<b>Kontakt</b>	Dr. Hanns-R. Paur Telefon: +49 (0) 721 608-23029 E-Mail: <a href="mailto:hanns-rudolf.paur@kit.edu">hanns-rudolf.paur@kit.edu</a>

# Elektrostatischer Feinstpartikelabscheider zur flexiblen Anpassung an Biomassekessel

## Summary

By the Carola® precipitator fine particles in the off gas from wood fired boilers are charged by corona discharge and precipitated on steel brushes, which are periodically cleaned. The precipitator excels by high collection efficiency, low power uptake, low pressure drop and operational safety.

The lay-out of the precipitators was developed in preliminary experiments. Prototypes of the precipitators were tested at facilities in Karlsruhe and Massing over 12.000 h. By an optimized cleaning concept for the electrodes stable long term operation and high collection efficiencies between 70 – 90 % were obtained. First small series of the precipitator were produced. Based on comprehensive safety tests by TÜV the precipitator received the national approval by DIBt.

## Zusammenfassung

Im Carola®-Abscheider werden die Feinstpartikel im Abgas von Holzgefeuerten Kesseln mittels Corona-Entladung (elektrische Entladung in einem nichtleitenden Medium) aufgeladen und auf Edelstahlbürsten abgeschieden, die periodisch abgestreift werden. Der Abscheider zeichnet sich durch hohe Abscheidegrade, geringe elektrische Leistungsaufnahme, niedrigen Druckverlust und hohe Betriebssicherheit aus.

Die Auslegung der Carola®-Abscheider wurde in Vorversuchen erarbeitet. An Prüfständen in Karlsruhe und in Massing wurden die Prototypen des Abscheiders im Dauerbetrieb über 12.000 h getestet. Mit einem optimierten Reinigungskonzept für die Elektroden wurde ein stabiler Langzeitbetrieb der Abscheider und Abscheidegrade von 70 – 90 % erreicht. Erste Kleinserien des Abscheiders wurden produziert. Nach umfangreichen Sicherheitsuntersuchungen des TÜV erhielt der Abscheider die Zulassung des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt).

## Einleitung

Trotz großer Fortschritte der Verbrennungstechnik entstehen bei der Holzverbrennung Feinstäube, die als gesundheitsschädlich eingestuft sind. Nach Angaben der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe werden in Deutschland ca. 850.000 Holzbeheizte Kesselanlagen sowie 11.000.000 Einzelraumfeuerstätten betrieben. Die Holzverbrennung ist eine wichtige Emissionsquelle, die häufig die Partikelemission aus dem Automobilverkehr übertrifft. In Deutschland tragen die Feinstaubemissionen aus Holzfeuerungen in der Winterzeit erheblich zur Überschreitung der Immissionsgrenzwerte bei.

Die zweite Stufe der 1. Bundesimmissionsschutzverordnung (1. BImSchV) legt strenge Grenzwerte für die Emissionen von Partikeln und Kohlenmonoxid aus biomassegefeuerten Kesselanlagen fest (Leistungsbereich 4 bis 1000 kW). Mit der Verordnung soll ein wesentlicher Beitrag zur Reduzierung der Feinstaubemissionen aus Kleinfeuerungsanlagen erreicht werden. Dieses Ziel soll mit einer neuen Generation von Feuerungsanlagen sowie durch den Einbau von Filteranlagen bei bestehenden Anlagen erreicht werden.

Gesamtziel des Vorhabens ist die Entwicklung und Demonstration eines elektrostatischen Feinstpartikelabscheiders, der optimal als Teil der Gesamtanlage



**Dr. Hanns R. Paur**  
(Projektleiter):

Die optimale Kombination des Carola®-Abscheiders mit modernen Holzgefeuerten Heizkesseln reduziert die Feinstaubemissionen signifikant und eröffnet der Heizung mit Holz im

künftigen Wärmemarkt eine langfristige Perspektive.

an holzgefeuerten Kessel angepasst ist und die Staubemissionsgrenzwerte der 2. Stufe der 1. BImSchV sicher unterschreitet. Der nach dem Carola®-Verfahren des KIT zu entwickelnde Elektroabscheider zeichnet sich durch hohe Abscheidegrade und einen stabilen Langzeitbetrieb aus. Er hat eine geringe elektrische Leistungsaufnahme, niedrigen Druckverlust und hohe Betriebssicherheit sowie geringe Herstellkosten. Die beteiligten Unternehmen beabsichtigen die grundlegenden Ergebnisse des Vorhabens in marktfähige Produkte für Kesselleistungen im Bereich von 10 – 200 kW umzusetzen. Somit kann das Treibhausgas (THG)-Minderungspotential von 90 % der holzgefeuerten Kessel beibehalten oder sogar noch ausgebaut werden.

Die angestrebte Innovation ist somit ein an den Biomassekessel optimal angepasster elektrostatischer Abscheider, der die Grenzwerte der 2. Stufe der 1. BImSchV sicher einhält. Zudem soll durch die Adaption eine deutliche Minderung der Kosten des Gesamtsystems erreicht werden.

## Ergebnisse

### Entwicklung/Optimierung von:

- Verfahren
- Marktreife Lösungen
- Demonstrationsanlage

### Konstruktion und Test von Prototypen des Carola®-Abscheiders

Der hier zu entwickelnde bzw. anzupassende Heizkessel wird mit dem Carola®-Abscheider des KIT (Aufmacherbild) ausgerüstet. Die bei der Verbrennung entstehenden Partikel werden durch eine Corona-Entladung in einer Ionisationskammer elektrisch aufgeladen und können dann als geladene Partikel problemlos in einem nachgeschalteten geerdeten Kollektor gesammelt werden. Für die Abscheidung der geladenen Partikel im Kollektor ist kein äußeres elektrisches Feld erforderlich. Durch eine Spiralbürste, die sich in Intervallen dreht, wird der Kollektor automatisch gereinigt und der abgeschiedene Staub in einem Auffangbehälter gesammelt. Der Abscheider beeinflusst nicht die Kaminfunktion und kann daher ohne jegliche Zusatzmaßnahmen energieeffizient betrieben werden. Der Carola®-Abscheider hat mehrere Vorteile:

### Methodik/Maßnahmen

- CAD-Konstruktion und Bau von Prototypen des Carola®-Abscheiders
- Partikelmesstechnik gemäß VDI 2066 und 1. BImSchV
- Testanlagen mit Hackschnitzelkessel von 50 – 200 kW
- Elektronische Datenerfassung von Betriebsparametern (U, I, t, P)
- Kleinserienfertigung des Carola®-Abscheiders für Heizkessel im Leistungsbereich 25 – 200 kW
- Langzeittests der Abscheider unter realen Betriebsbedingungen auf dem Werksgelände der HDG Bavaria GmbH

- Hoher Abscheidegrad (bis zu 90 %)
- Regelmäßige automatische Reinigung der Spiralbürsten
- Stabiler Abscheidegrad im Dauerbetrieb
- Lautloser Betrieb ohne Sperrgasgebläse
- Hohe Dichtigkeit
- Sehr niedriger Druckverlust
- Niedrige Strom- und Betriebskosten
- Abwasserfreier Betrieb, da trockene Reinigung
- Rauchgasführende Rohre aus Edelstahl
- Stabile, hochtemperaturfeste Ionisationsstufe
- Kompakt und leicht im Heizkeller zu installieren



Abbildung 1: 3D-Schnitt des Carola®-Abscheiders für holzgefeuerte Heizkessel

### Betriebserfahrungen am Teststand der CCA

- Test der Abscheider über 4.000 h bei Volllast und Teillast des Kessels
- Optimierte Reinigung von Ionisationsstufe und Hochspannungselektrode
- Partikelkonzentrationen vor Abscheider zwischen 50 – 120 mg/Nm<sup>3</sup> sowie Abscheidegrade von 82 ± 2 %
- Partikelkonzentration nach Abscheider 5 – 20 mg/Nm<sup>3</sup>
- Praxistauglichkeit der Kessel-Abscheider-Kombination

### Ergebnis-Fakten

Im Projektverlauf wurden auf dem Werksgelände der HDG Bavaria GmbH mehrere Kessel-Abscheiderkombinationen getestet, um das Langzeitverhalten sowie die Abscheidegrade zu ermitteln. Bei der Installation der Anlagen wurde auf eine bestmögliche hydraulische Anbindung des Kessels geachtet, um möglichst aussagekräftige sowie vergleichbare Messergebnisse zu erhalten. Außerdem wurde an allen Anlagen ein Wärmemengenzähler installiert, damit repräsentative Aussagen zur Kesselleistung getroffen werden konnten. Um möglichst praxisnahe Betriebsbedingungen darzustellen, wurden an den HDG Prüfständen



Abbildung 2: Testanlage mit HDG-Kessel und Abscheider CCA-100

den verschiedenste Hackgutchargen geheizt. Diese unterschieden sich vor allem im Wassergehalt, der Brennstoffzusammensetzung und dem Aschegehalt.

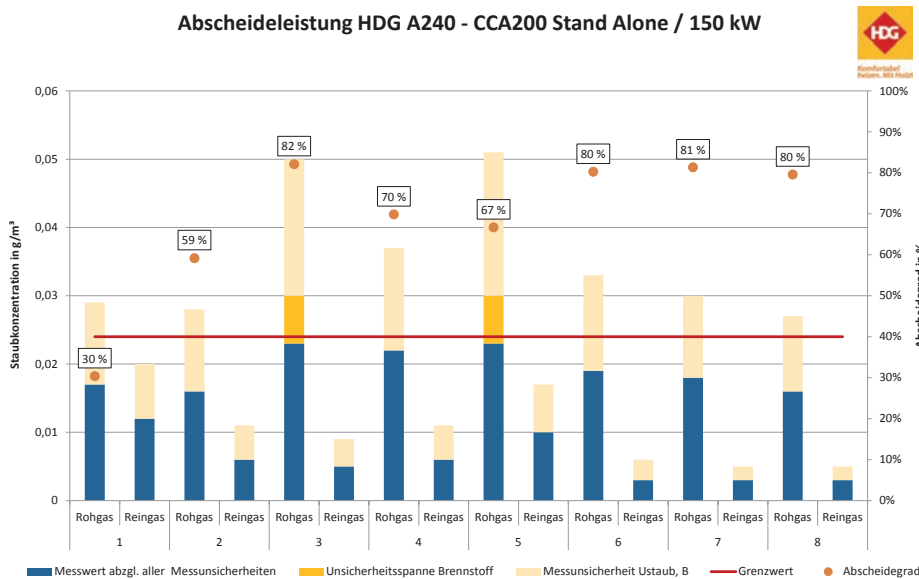


Abbildung 3: Partikelkonzentrationen vor und hinter dem CCA-200 Abscheider und Abscheidegrade an einem HDG-Hackschnitzelkessel (A 240; 150 kW)

## Herausforderungen

Eine wesentliche technische Herausforderung des Vorhabens war es, die Partikelabscheidung über mehrere tausend Stunden sicher zu stellen. Hierzu wurde in umfangreichen Pilotversuchen die Elektrodenreinigung entwickelt und ein stabiler Betrieb des Abscheiders erzielt.

Obwohl der Carola®-Abscheider sehr kompakt ist, stellen die beengten Verhältnisse in Heizkellern insbesondere bei der Nachrüstung von Filteranlagen in bestehenden Gebäuden eine Herausforderung bei der Rohrleitungsplanung dar. Zudem muss die Steuerungselektronik der Kesselanlagen auf den Betrieb mit Abscheider angepasst werden. Die elektrische und mechanische Adaption der Abscheider im Kessel löst dieses Problem.

Die Zulassung der Partikelabscheider als wesentliche Voraussetzung für die Vermarktung erfordert u. a. Nachweise der thermischen Beständigkeit des Abscheiders (Rußbrandtest). Daher müssen hochwertige Materialien eingesetzt werden, die zu erheblichen Zusatzkosten führen.

## Ausblick

Zum Nachweis der Praxistauglichkeit der hier entwickelten Abscheider wurde im Anschluss ein weiteres Vorhaben begonnen in dem nunmehr acht Feldtests mit unterschiedlichen Brennstoffen über zwei Heizungsperioden durchgeführt werden. Neben einer Beurteilung der Abscheidegrade und Optimierung des Betriebsverhaltens im Dauerbetrieb wird die Entsorgung der abgeschiedenen Filterstäube untersucht.

## Dauerbetrieb der Abscheider bei HDG Bavaria:

- 8.000 h Betrieb an vier Hackschnitzelkesseln im Leistungsbereich 50 – 200 kW
- Nach Optimierungen der Elektrodenreinigung stabiler Dauerbetrieb
- Elektronische Integration von Kessel und Abscheider
- Mechanische Adaption eines CCA-200-Abscheiders realisiert
- Grenzwerte der 1. BImSchV erreicht bzw. unterschritten

Nach der erfolgreichen DIBt-Zulassung des elektrostatischen Abscheiders erfolgt nach Beendigung des Vorhabens die Vermarktung des Abscheiders. Da die Grenzwerte der 2. Stufe der 1. BImSchV auf Grund der erweiterten Meßunsicherheit und der brennstoffbedingten Unsicherheitspanne von 7 Milligramm pro Kubikmeter mit qualitativ hochwertigem Brennstoff meist noch ohne Abgasreinigung erreicht werden, entwickelt sich der deutsche Markt für die in Kleinserien gefertigten Partikelabscheider nur langsam.

Die Anwendung der Carola®-Abscheider wird nach Überwindung der Markthemmnisse zu einer erheblichen Minderung der Partikelemissionen aus holzgefeuerten Kesseln beitragen und damit der Nutzung von Biomasse neue Märkte erschließen, die bisher Öl und Gas vorbehalten waren.

## Weitere Informationen

- Abschlussbericht: [https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/vorhaben/liste-aller-vorhaben/projects/03kb083a\\_carola.html](https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/vorhaben/liste-aller-vorhaben/projects/03kb083a_carola.html)
- Publikation: [http://www.Carola@-clean-air.com/images/PDF/Gefahrstoffe\\_06\\_2016\\_CCA.pdf](http://www.Carola@-clean-air.com/images/PDF/Gefahrstoffe_06_2016_CCA.pdf)
- Broschüre : [http://www.Carola@-clean-air.com/images/PDF/CCA\\_Broschuere\\_02-2015.pdf](http://www.Carola@-clean-air.com/images/PDF/CCA_Broschuere_02-2015.pdf)

**Webseite:** [www.Carola@-clean-air.com/index.php/de/](http://www.Carola@-clean-air.com/index.php/de/)

# HydroCon



Knapp 9.000 Biogasanlagen versorgen heute über acht Millionen Haushalte in Deutschland mit Biogasstrom. Zukünftig liegen die Herausforderungen der Branche in der Realisierung eines wirtschaftlichen Anlagenbetriebes trotz schlechter Rahmenbedingungen. Chancen bieten Maßnahmen der Effizienzsteigerung, vor allem die Flexibilisierung der Anlagen. Im Vorhaben HydroCon wurde eine Anlagenkomponente zur flexiblen Gasproduktion und zur Steigerung der Substratausnutzung entwickelt. Sie kann an Bestandsanlagen nachgerüstet werden und soll die Anlagenwirtschaftlichkeit verbessern.

## Themenschwerpunkte

- Steigerung der Substratausnutzung
- Reduzierung der Substratkosten
- Flexible Gasproduktion
- Effizienzsteigerung
- Verbesserung der Wirtschaftlichkeit
- Kompakte Containerbauweise
- Nachrüstbar für Bestandsanlagen

<b>FKZ-Nr.</b>	03KB082
<b>Laufzeit</b>	01.08.2013 - 30.09.2015
<b>Zuwendungssumme</b>	502.987 €
<b>Koordination<sup>1</sup></b>	STEROS GmbH Otto-Lilienthal-Str. 3 17268 Templin www.steros-gmbh.de
<b>Partner<sup>2</sup></b>	Innovations- und Bildungszentrum Hohen Luckow e.V. Bützower Str. 1a 18239 Hohen Luckow www.ibz-hl.de
<b>Partner<sup>3</sup></b>	Universität Rostock - Professur für Agrartechnologie und Verfahrenstechnik Justus-von-Liebig-Weg 6 18059 Rostock www.auf-vt.uni-rostock.de
<b>Kontakt</b>	Steffen Rosenbaum Telefon: +49 (0)3987-2000800 E-Mail: rosenbaum@steros-gmbh.de



# Hydrolysecontainer – Flexible Anlagenkomponente zur Steigerung der Substratausnutzung in Biogasanlagen

## Zusammenfassung

Das Vorhaben „HydroCon“ beschäftigte sich mit der Entwicklung einer nachrüstbaren Anlagenkomponente für Biogasanlagen, mit der es gelingt die Substratausnutzung zu steigern und bedarfsgerecht Biogas zu produzieren. Im Fokus stehen die Trennung der Prozessphasen, insbesondere die Optimierung der Hydrolyse-/Acidogenese-phase. Das Verfahren wurde in einen Standardcontainer integriert, der an Bestandsanlagen nachgerüstet bzw. in Neukonzepten umgesetzt werden kann. Die Anlagenkomponente ist flexibel und modular aufgebaut, sodass sie an verschiedene Anlagengrößenklassen angepasst werden kann. Der Container wird komplett im Werk vorgefertigt und schlüsselfertig ausgeliefert, sodass eine schnelle Inbetriebnahme vor Ort erfolgen kann.

Schwerpunkt der Projektarbeit waren labortechnische und experimentelle (praxisnahe) Untersuchungen zur zweiphasigen Prozessführung im Batch- und kontinuierlichen Betrieb sowie die anschließende Konzeptionierung und Fertigung der Pilotlösung. Darüber hinaus wurden Untersuchungen zur zeitlichen Beeinflussung der Gasproduktion, zur Gasqualität bei getrennter Gasstromerfassung, zum Nachweis wasserstoffbildender Bakterien in der Hydrolysestufe und zur Reinigung von Gasen mit erhöhten Schwefelwasserstoffgehalten durch die Verwendung einer biologisch-mineralischen Knochenkohle durchgeführt.

## Methodik/Maßnahmen

- Batch- und kontinuierliche Gärtests zur zweiphasigen Prozessführung nach VDI 4630 mit verschiedenen Substraten, Substratmischungen und Prozessparametern
- Labortechnische Gärversuche mit Rührkessel- und Pfropfenstromfermentern
- Experimentelle (praxisnahe) Gärversuche mit einem Funktionsmuster (4x400 L Behälter)
- Analysen zur Gasqualität (BM 2000 der Fa. Ansyco, Multitec der Fa. Sewerin, INCA der Fa. Union Instruments)
- Gasreinigungsversuche durch die Verwendung einer biologisch-mineralischen Knochenkohle in Kolonnenadsorbern
- Nachweis wasserstoffbildender Bakterien durch Isolierung, Kultivierung und Identifikation von Mikroorganismen anhand der Sequenzierung der 16S-rDNA sowie sensorisch durch Analyse der Gasqualität, insbesondere dem Vorhandensein von Wasserstoff (Dräger X-am 7000 der Fa. Dräger)
- Bestimmung des Ausbreitmaß in Anlehnung an die DIN EN 12350-5: „Prüfung von Frischbeton-Teil 5: Ausbreitmaß“

## Ergebnisse

### Entwicklung/Optimierung von:

- Verfahren
- Marktreife Lösungen
- Pilotanlage
- Patent



**Steffen Rosenbaum**  
(Projektkoordinator):

Für das Gelingen der Energiewende ist Biogasstrom als Ergänzung zu Windkraft- und Solaranlagen unerlässlich. Kernaufgabe der Biogasbranche wird künftig die bedarfsangepasste Stromerzeugung sein. Unsere Untersuchungen haben gezeigt, dass die Gasproduktion dem Bedarf angepasst werden kann. Der Hydrolysecontainer führt zudem zu einer verbesserten Substratausnutzung, was die Gesamteffizienz und somit die Anlagenwirtschaftlichkeit verbessert. Dies ist ein wesentliches Kriterium für Anlagenbetreiber, um künftig am Biogasmarkt zu bestehen.

## Summary

The project „HydroCon“ is aimed to the development of a retrofit component for biogas plants to increase the specific energy yield of substrates and to produce gas in correlation to the demand. The focus is the separation of the process phases, especially the optimization of hydrolysis- and acidogenesis phase. The process is integrated in a standard container that can be retrofitted to existing biogas plants or implemented in new concepts. The component is flexible and modular constructed so that it can be adapted to different dimensions of biogas plants. The container is prefabricated in the factory and delivered ready to use so that locally a fast start-up can be realized.

Emphasis of the project were laboratory and experimentally (in step to praxis) investigations on the two-phases process in batch- and continuous operations as well as following the establishing of the conceptual design and the building of the pilot plant. In addition investigation on timed influence of the gas production, on gas quality by separated gas stream collection, on the detection of bacteria which produce hydrogen in the hydrolysis step and on the gas cleaning with high yields of hydrogen sulfide by the utilization of a biological-mineral bone coal were realized.

## Ergebnis-Fakten

### Steigerung der Substrateffizienz

An der Universität Rostock wurden durch Batch-Versuche mit unterschiedlichen Substraten zunächst die optimalen Hydrolyseparameter ermittelt. Die verschiedenen Hydrolyseansätze unterschieden sich dabei hinsichtlich Temperatur, Verweilzeit und Sauerstoffeinfluss. Zur Qualitätsbewertung wurden die Anreicherung organischer Säuren im Hydrolysat sowie der anschließende im Batch-Test ermittelte Gasertrag herangezogen.

**Die Säurekonzentration steigt mit zunehmender Verweilzeit. Die höchste Konzentration wurde nach 120 h erzielt. Im Temperaturbereich von 38 °C und 50 °C war die Säurekonzentration höher gegenüber Varianten mit 20 °C. Zwischen den Varianten 38 °C und 50 °C wurden keine Unterschiede in der Säurekonzentration erkannt.**

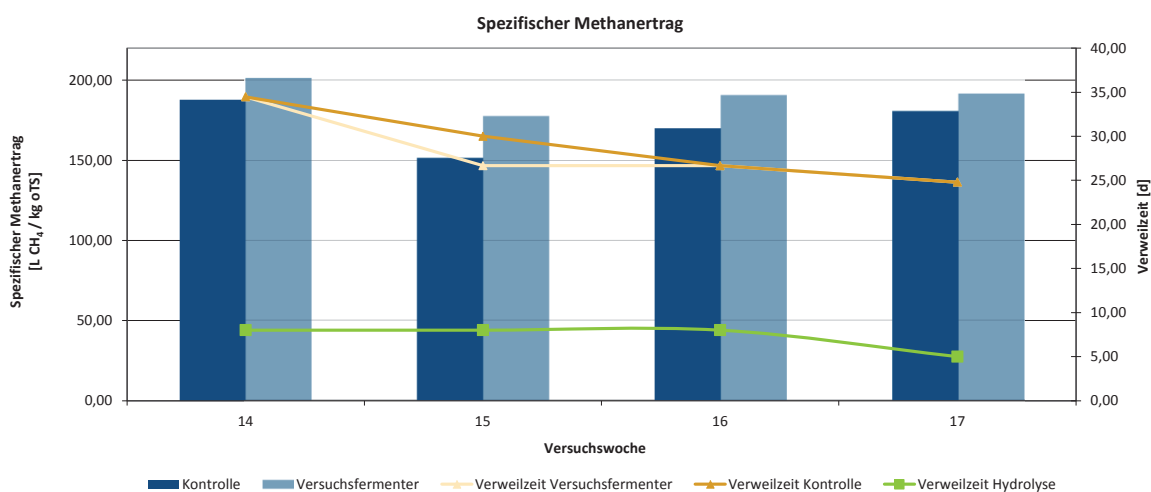


Abbildung 1: Ausschnitt aus den Ergebnissen zur Erhöhung des Methanertrags

Anschließend erfolgten verschiedene kontinuierliche Versuche im Labormaßstab zum zweiphasigen Betrieb mit verschiedenen Substratvarianten unter Verwendung von Rührkessel- und Pfropfenstromfermentern. Auf dessen Grundlage wurde das Funktionsmuster konzipiert und der Versuchsplan für die praxisnahen Versuche erstellt.

Über alle kontinuierlichen Versuche hinweg wurde in Abhängigkeit der Substratqualität ein Methanmehrertrag von 6 – 18 % erzielt (Abb. 1).

Übertragen auf eine 500 kW Biogasanlage, könnten so jährlich zwischen 864.000 MJ<sub>el</sub> und 2.592.000 MJ<sub>el</sub> mehr Strom erzeugt werden. Der Substratinput einer Bestandsbiogasanlage könnte auf diese Weise entsprechend verringert (z. B. zwischen 650 und 2.000 t Mais je Jahr) und die Substratkosten reduziert werden. Neuanlagen zur Reststoffverwertung können von Beginn an kleiner und kostengünstiger dimensioniert werden.

### Zeitliche Beeinflussung der Gasproduktion

Ein Teilziel des Vorhabens war die gezielte zeitliche Beeinflussung der Gasproduktion, um in der praktischen Umsetzung dem Strombedarf zu entsprechen. Die rasante Steigerung der Gasproduktion wurde durch die gezielte Fütterung von aufgeschlossenem Hydrolysat in den Fermenter realisiert. Abbildung 2 zeigt den stündlichen Verlauf der Gasbildung im

Vergleich zu einem Kontrollfermenter, der mit der gleichen Menge an nicht aufgeschlossenem Material beschickt wurde.

Die Abbildung zeigt, dass das aufgeschlossene Material aus der Hydrolyse mit erhöhtem Anteil leicht abbaubarer Substanzen sofort umgesetzt werden kann, während beim Kontrollfermenter die Gasproduktion über den gesamten Tag verteilt ist und im Zeitverlauf nur langsam absinkt.

**Im Rahmen der Untersuchungen konnte der Gasertrag innerhalb weniger Minuten um bis zu 70 % gesteigert werden.**

### Verbesserung der Viskosität

Die Viskosität als Maß der Zähflüssigkeit bzw. Fließfähigkeit des Fermenterschlammes nimmt Einfluss auf die Dynamik der Mikroorganismen, die Rührfähigkeit des Fermenterinhaltens und somit auf die Belastung der Rührwerke, die einen erheblichen Anteil des Eigenenergiebedarfs einer Biogasanlage ausmachen. Um den Einfluss der Hydrolyse auf die Viskosität darzustellen, wurde das Ausbreitmaß vergleichend für den Versuchsfermenter mit vorgeschalteter Hydrolyse und dem Kontrollfermenter in Anlehnung einer Methode zur Prüfung von Frischbeton (DIN EN 12350-5) ermittelt.

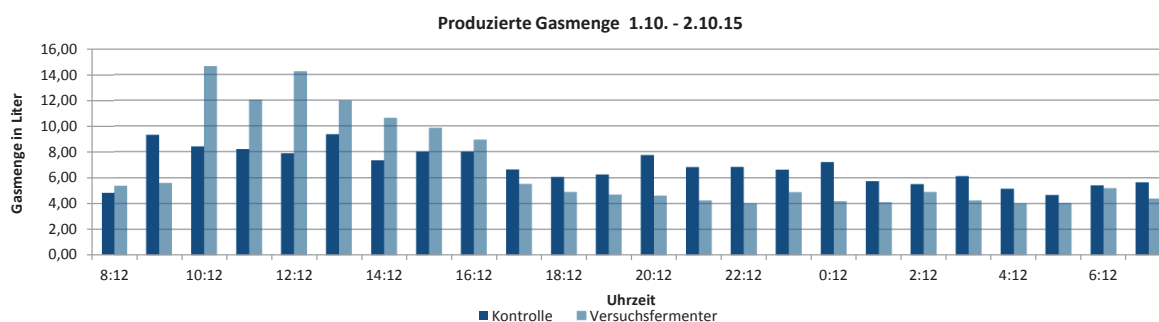


Abbildung 2: Vergleich der Gasentwicklung im zeitlichen Verlauf

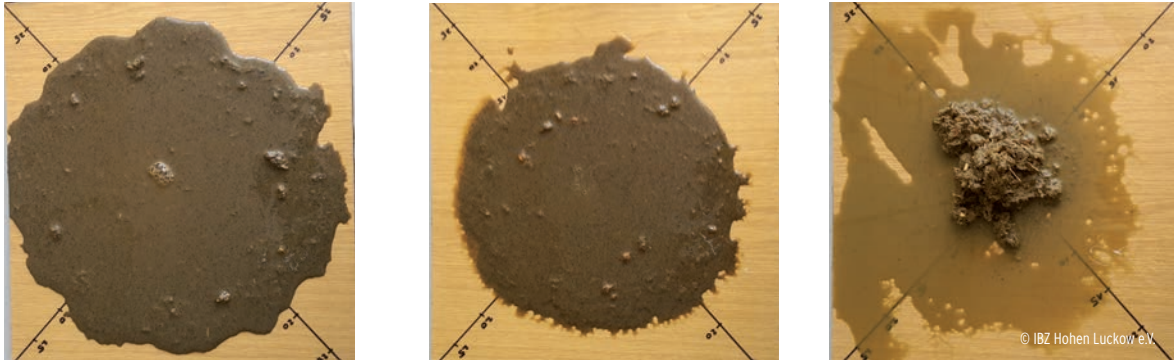


Abbildung 3: Versuchsfermenter

Kontrollfermenter

Hydrolyse

Abbildung 3 zeigt die Ergebnisse zu den Untersuchungen der Viskosität. Die Verflüssigung des Gärslamms durch die Hydrolyse ist erkennbar. Das Ausbreitmaß des Versuchsfermenters liegt mit 36 cm und einer Einstechtiefe von 0,1 cm deutlich über dem des Kontrollfermenters (31 cm). Das Hydrolysat aus der Vorbehandlung neigt zur Entmischung. Hier sind intensive Rührvorgänge notwendig, um Sinkschichten zu vermeiden.

### Getrennte Gasstromerfassung

Ein Teilziel des Vorhabens lag in der Erzeugung eines hochreinen Fermentergases. Dazu sollte die Phasentrennung nicht nur für die Substratströme sondern auch für die Gasströme realisiert werden. Während der labortechnischen Untersuchungen konnten an

der Universität Rostock ein nahezu schwefelwasserstofffreies Fermentergas mit erhöhtem Methananteil (Abb. 4) sowie ein methanfreies Hydrolysegas mit erhöhtem Schwefelwasserstoffanteil erzeugt werden. Während der experimentellen Untersuchungen im Funktionsmuster konnten die Effekte zur verbesserten Gasqualität bei getrennter Gasstromerfassung bislang nicht nachgefahren werden. Ursachen könnten in der kurzen Versuchszeit während der kontinuierlichen Hydrolyseversuche liegen.

### Gasreinigung

Um den hohen Schwefelwasserstoffgehalt aus der Hydrolysephase zu entfernen, wurde ein Verfahren zur Behandlung/Reinigung des Hydrolysegases unter Verwendung einer biologisch-mineralischen

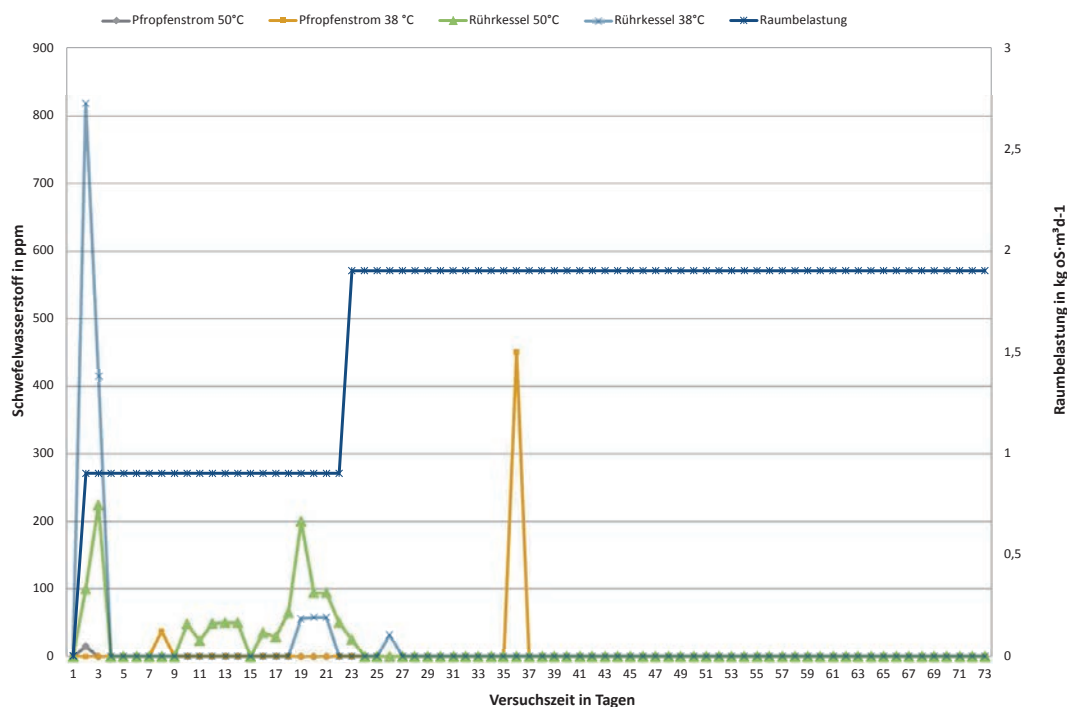


Abbildung 4: Vergleich Schwefelwasserstoffkonzentrationen in den Fermenterstufen der labortechnischen Untersuchungen

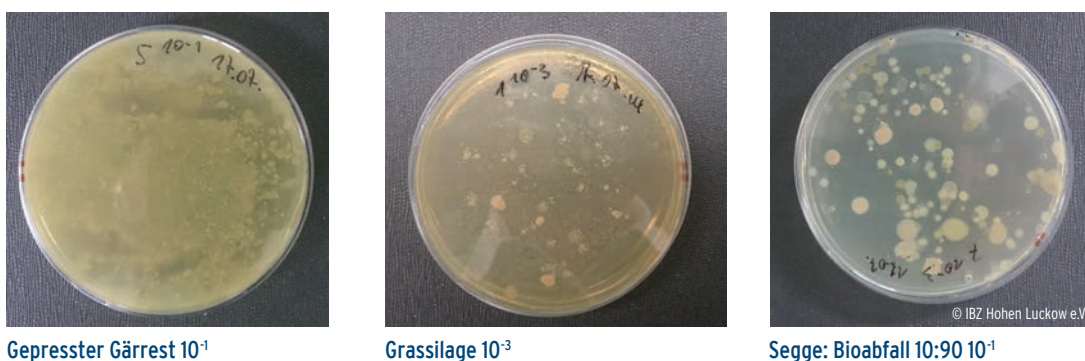


Abbildung 5: Kultivierung der Bakterien auf LB-Medium bei 38 °C

Knochenkohle getestet. Die Knochenkohle verfügt über eine hohe spezifische Oberfläche und eine hohe Kationenaustauschkapazität. Die Knochenkohle besitzt bereits metallhaltige Dotierungsreagenzien und damit eine hohe Adsorptionsfähigkeit zur Entfernung von Schwefelwasserstoff. Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse der Gasreinigung mit Knochenkohle im Vergleich zur Kontrolle mit Aktivkohle.

Tabelle 1: Ergebnisse der Gasreinigungsversuche

	Konzentration H <sub>2</sub> S- Mittelwerte in ppm			
Rohbiogas	2583,00	536,00	162,50	77,50
Aktivkohle	1168,50	500,50	141,00	37,00
Knochenkohle fein	1002,00	435,00	118,50	18,50
Knochenkohle mittel	986,00	401,50	107,50	15,50
Knochenkohle grob	950,50	389,00	126,50	23,50

### Nachweis wasserstoffbildender Mikroorganismen

Beim vermehrten Auftreten von wasserstoffbildenden Mikroorganismen kann es zu einer Anreicherung von Wasserstoff in der Hydrolyse kommen. Durch die räumliche Trennung wird dieser Wasserstoff nicht von den in den darauffolgenden Prozessphasen vorhandenen Bakterien verstoffwechselt und zu Methan umgewandelt. Dadurch ergibt sich auf der einen Seite die Gefahr einer möglichen Knallgasreaktion. Auf der anderen Seite führt der Ausschluss des Hydrolysegases zum Energieverlust.

Der Nachweis zur Wasserstoffanreicherung wurde auf molekularbiologischer Ebene sowie sensorisch mittels Gasmesstechnik erbracht. Das Vorhandensein wasserstoffbildender Bakterien erfolgte durch Isolierung, Kultivierung und Identifikation von Mikroorganismen anhand der Sequenzierung der 16S-rDNA. Die Kultivierung der Mikroorganismen erfolgte dabei zu unterschiedlichen Temperaturbereichen (50 °C, 38 °C) sowie zu unterschiedlichen Verweilzeiten

(12 h, 24 h, 48 h) unter aeroben Bedingungen. Dabei wurden bei einer Kultivierungstemperatur von 50 °C geringere Zellzahlen detektiert als bei 38 °C. Zudem steigt die Zellzahl mit zunehmender Verweilzeit (Abb. 5).

Die Untersuchungen zur Wasserstoffkonzentration im Hydrolysegas wurden unter gleichen Bedingungen (Temperatur, Verweilzeiten) für verschiedene Substratansätze durchgeführt. Bei der Ergebnisauswertung wurde deutlich, dass keine einheitlichen Aussagen zur Wasserstoffbildung getroffen werden konnten. Nach 12 h Verweilzeit bildeten zunächst die thermophilen Hydrolysate die meisten Wasserstoffanteile. Mit zunehmender Verweilzeit fielen diese aber wieder ab, andere nahmen hingegen zu (Abb. 6).

**Das Wasserstoffbildungspotential folgt keinem Trend. Die Gefahr einer Knallgasexplosion ist stets gegeben und sollte bei praktischer Umsetzung überwacht werden.**

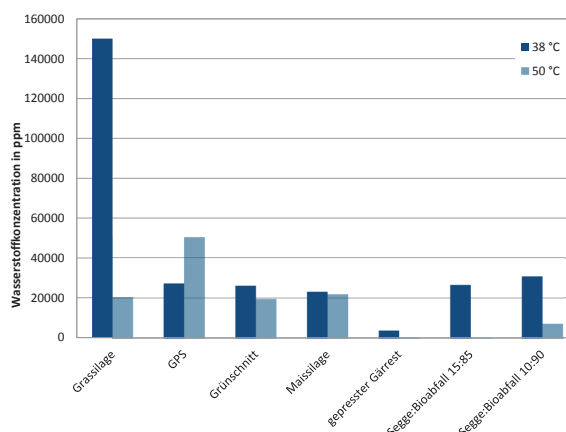


Abbildung 6: Wasserstoffkonzentration im Hydrolysegas nach 24 h Verweilzeit

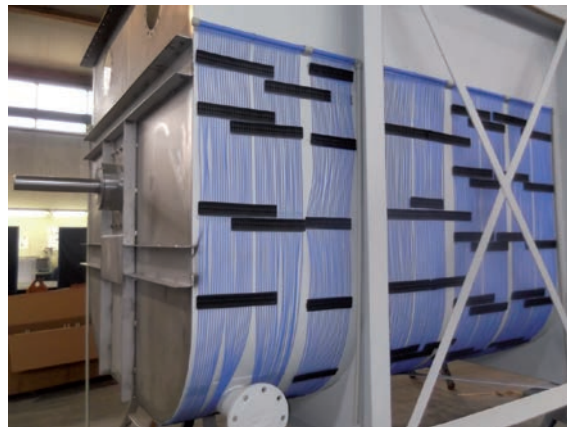


Abbildung 7: Bau der Pilotlösung

### Bau der Pilotlösung

Zum Abschluss des Vorhabens wurde eine flexible Pilotanlage errichtet, mit der der gesamte zweiphasige Biogasprozess dargestellt werden kann. Die Anlage besteht aus einem Hydrolysebehälter und einem Fermenter und ist in einem 40 Fuß Standardcontainer integriert. Beide Behälter verfügen über Rührwerke, die getrennt voneinander arbeiten und das Substrat pfropfenstromartig durch die Behälter transportieren. Die Wärmeisolierung erfolgt über die Behälterwand. Pumpen- und Rohrleitungen werden außerhalb des Containers montiert.

### Handlungsempfehlungen

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Effizienzsteigerung und Kostenreduktion durch den Einsatz des Hydrolysecontainers möglich ist. Auch die Gasproduktion lässt sich durch die gezielte zeitliche Fütterung von Hydrolysat in den Fermenter beeinflussen. Durch die getrennte Gasstromerfassung konnte während der labortechnischen Untersuchungen zwar ein schwefel-

wasserstoffreies Fermentergas erzeugt werden, was positive Auswirkungen auf die technische Reinigung hätte. Allerdings kommt es unterdessen auch zur Wasserstoffanreicherung, die keinem eindeutigen Trend folgt. Die Gefahr einer Knallgasexplosion kann durch die gezielte Prozessführung somit nicht ausgeschlossen werden. Zudem besteht das Risiko des Energieverlustes. Es empfiehlt sich, das Hydrolysegas konventionell mit dem Fermentergas zu mischen und gemeinsam zu verwerten. Die Reinigung des Gases unter Verwendung einer biologisch-mineralischen Knochenkohle konnte nachgewiesen werden. Die Rechte an dem Verfahren wurden durch die Anmeldung eines Patents geschützt.

### Herausforderungen

Die Herausforderungen liegen vor allem in der Realisierung der kurzen Verweilzeiten und hohen Raumbelastungen in der Hydrolysestufe. Limitierender Faktor sind die Rührwerke und somit die Durchmischung des Gärslamms in dieser Vorstufe.

Während der Labor-, vor allem aber der praxisnahen Untersuchungen kam es häufiger zum Verstopfen der Gärbehälter, sodass die Versuche unterbrochen werden mussten. Durch die Fortführung der Rühr- und Heizprozesse konnte die Bakterienaktivität aufrechterhalten werden und die Verstopfungen lösten sich nach einiger Zeit von selbst. Daher wurden die Verweilzeiten während der praxisnahen Versuche auf 4 Tage erhöht, sodass ein störungsfreier Betrieb gewährleistet werden konnte.

### Ausblick

Das Verfahren ermöglicht die Optimierung von Bestands-Biogasanlagen. Vor allem Anlagen mit geringen Behältervolumen könnten von der Anlagenkomponente profitieren und mit weniger Inputsubstraten die gleiche installierte Leistung bei stabilen Prozessbedingungen erzielen. Durch die strenger werdenden rechtlichen Rahmenbedingungen und investiven Anforderungen, wird es für Bestandsanlagen schwieriger wirtschaftlich Biogas zu erzeugen. Die Hydrolysestufe führt zur Verringerung des

Substratbedarfs bzw. zur Ermöglichung des Eintrages kostenloser/günstiger Substrate und kann somit die Wirtschaftlichkeit verbessern. Die Ergebnisse zur bedarfsgerechten Gaserzeugung können einen Beitrag zur verstärkten Flexibilisierung der Biogasanlagen in der Zukunft leisten.

Die Ergebnisse des Vorhabens lassen sich auch auf andere Anwendungen übertragen. Die Projektpartner arbeiten beispielsweise in einem Netzwerk zur Verwertung maritimer Abfälle zusammen. Hier liegt ein Schwerpunkt in der Anpassung der Gaserzeugung an den stark schwankenden saisonalen Biomasseaufkommen. Der zweiphasige Betrieb und die Ergebnisse der bedarfsgerechten Gaserzeugung könnten hier Anwendung finden.

Ebenso arbeitet die Fachhochschule Stralsund derzeit an der Entwicklung einer Steuerung zur automatischen Fütterung von Biogasanlagen auf der Basis von Fuzzy Logic und neuronalen Netzen. Die Kombination der zeitlich gezielten Fütterung mit der automatischen Fütterung könnte hier Vorteile schaffen.

### Weitere Informationen

- Hudde, J., Orth, M., Burgstaler, J., Schlegel, S., Rosenbaum, S. (2013): Hydrolysecontainer – Flexible Anlagenkomponente zur Steigerung der Substratausnutzung in Biogasanlagen. In: *Beiträge des IBZ Hohen Luckow e.V. 23* (2013) 1. Tagungsband des 4. Hohen Luckower Bioenergie-Seminars: „Aufschlussverfahren zur Steigerung der Substrateffizienz“. Hohen Luckow – ISSN 0947-4374
- Hudde, J., Knappe, M. (2013): Neues aus der Wissenschaft – Aktuelle Projekte zur bedarfsgerechten Biogasproduktion. In: *Tagungsband des 4. Hohen Luckower Bioenergie-Seminars: „Biogas – wie geht es weiter“*. Hohen Luckow – ISSN 0947-4374.
- Rosenbaum, S. (2014): 03KB082 HydroCon – Flexible Anlagenkomponente zur Steigerung der Substratausnutzung in Biogasanlagen (Verbundvorhaben). In: *Biogas – Effiziente und bedarfsorientierte Biogasproduktion – Steckbriefe*. (Programmbegleitung des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“). Leipzig.
- Hudde, J., Orth, M., Wiedow, D., Burgstaler, J., Rosenbaum, S. (2014): Hydrolysecontainer – Flexible Anlagenkomponente zur Steigerung der Substratausnutzung in Biogasanlagen. In: *Schriftenreihe Umweltingenieurwesen der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen Fakultät der Universität Rostock*. Band 45. Tagungsband zum 8. Rostocker Bioenergie-Forum. Rostock, S. 383 ff.

**Webseite:** [https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/vorhaben/liste-aller-vorhaben/projects/03kb082a\\_hydrocon.html](https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/vorhaben/liste-aller-vorhaben/projects/03kb082a_hydrocon.html)

# EFFIGEST



Sowohl Stroh als auch Geflügelmist zählen zur Gruppe der landwirtschaftlichen Reststoffe, deren energetische Erschließung allerdings mit einer Reihe von Herausforderungen verbunden ist. Insbesondere die Nutzung in Biogasanlagen, welche aufgrund des Erhalts von Nährstoffen und Humusreproduktionspotenzial im Gärrest als besonders nachhaltig gilt, erweist sich als schwierig.

Während Geflügelmist mit zu hohen Stickstoffgehalten die Biogaserzeugung herausfordert, liegt beim Stroh die Schwierigkeit vor allem im Handling und der Logistik vom Feld zur Biogasanlage.

Das Projektziel bestand darin, eine effiziente Prozesskette bestehend aus Aufbereitungstechnologie (simultanes Aufschließen und Kompaktieren), optimierter Fermentationstechnik (Nährstoff- und Wassermanagement) sowie stofflicher und energetischer Gärrestnutzung (Düngemittelproduktion, Pyrolyse) zu entwickeln.

<b>FKZ-Nr.</b>	03KB081
<b>Laufzeit</b>	01.09.2013 - 29.02.2016
<b>Zuwendungssumme</b>	824.879 €
<b>Koordination<sup>1</sup></b>	Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme (IKTS) Winterbergstr. 28 01277 Dresden <a href="http://www.ikts.fraunhofer.de">www.ikts.fraunhofer.de</a>
<b>Partner<sup>2</sup></b>	Rückert NatUrgas GmbH Marktplatz 17 91207 Lauf/Pegnitz <a href="http://www.rueckert-naturgas.de">www.rueckert-naturgas.de</a>
<b>Partner<sup>3</sup></b>	PCM Green Energy GmbH & Co.KG Rhinaerstrasse 2 36166 Haunetal / Wehrda <a href="http://www.pcm-greenenergy.de">www.pcm-greenenergy.de</a>
<b>Kontakt</b>	Björn Schwarz Telefon: +49 (0)351 2553 7745 E-Mail: <a href="mailto:bjoern.schwarz@ikts.fraunhofer.de">bjoern.schwarz@ikts.fraunhofer.de</a>



# Effizienzsteigerung bei der Vergärung von Geflügelmist unter Nutzung modifizierter Strohfraktionen und mit prozessintegrierter Gewinnung marktfähigem Düngers

## Themenschwerpunkte

- Erschließung landwirtschaftlicher Reststoffe
- Synergetische Nutzung von Geflügelmist und Stroh in Biogasanlagen
- Verbesserung der Energieeffizienz
- Nährstoffrecycling, Kreislaufschließung

## Zusammenfassung

Zielstellung für das Projekt EFFIGEST war die Konzeption und Untersuchung einer Prozesskette für die möglichst effiziente Verwertung der Reststoffe Geflügelmist und Stroh in Biogasanlagen. Motiviert wurde dieses Vorhaben insbesondere durch das enorme Mengen- und Energiepotenzial der beiden Stoffströme (bes. Stroh) sowie durch die hohen Anforderungen bei der Vergärung dieser.

Die systematischen Untersuchungen im Labor- und kleintechnischen Maßstab ergaben wichtige Grundlegendaten bezüglich der notwendigen Aufbereitung von Stroh sowie des Stickstoffausgleiches bei der Mischung von Stroh und Geflügelmist. Mit dem Einsatz von Natronlauge bei der Pelletierung von Stroh wurde ein Produkt erhalten, welches problemlos in bestehenden Biogasanlagen einsetzbar ist (hoch transportwürdig, keine Schwimmschichtbildung, bis zu 35 % mehr Biogas im Vergleich zu unbehandeltem Stroh, keine zusätzliche Technik vor Ort nötig).

Um den Transportaufwand zu minimieren, wurde im Projekt EFFIGEST das Konzept „dry in – dry out“ verfolgt, was bedeutet, ausschließlich Substrate und Produkte mit hohem Feststoffgehalt zur und von der Biogasanlage zu transportieren. Für die Realisierung ist die Kreislaufführung von Prozesswässern notwendig, deren Aufbereitung im Projekt näher untersucht und bewertet wurde.

## Methodik/Maßnahmen

- Charakterisierung verschiedener Chargen an Stroh und Geflügelmist
- Bilanzierung der Stickstofffreisetzung bzw. Stickstoffzehrung während der Vergärung in Abhängigkeit vom eingesetzten Substrat
- Pelletierversuche mit Stroh (Variation Vorzerkleinerung, NaOH-Dosierung) – Bewertung der Pelleteigenschaften
- Labortechnische und kleintechnische Versuche zur Vergärung von Geflügelmist und Stroh – Variation von Mischungsverhältnissen, Gärrestaufbereitung und Prozesswassernutzung sowie Substratqualitäten und Raumbelastung
- Test und Bewertung verschiedener Behandlungsverfahren für Gärreste (Labor- und kleintechnischer Maßstab) – Analyse der Reaktionsprodukte
- Test und Bewertung der Eignung getrockneter Gärreste für die Pyrolyse
- Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Einzelstufen und des Gesamtverfahrens



**Björn Schwarz**  
(Projektkoordinator):

In der effektiven Nutzung von Stroh in Biogasanlagen, auch in Kombination mit Geflügelmist, liegt eine große Chance, für die bestehenden Anlagen in Deutschland einen Übergang in die Zeit nach dem EEG zu schaffen. Die Einführung eines Nachhaltigkeitsbonus für derartige Substrate wäre ein wichtiger Katalysator für diese Strategie, da die flexible und speicherbare Bioenergie aus Reststoffen sowohl ihren Wert, aber auch ihren Preis hat.

## Summary

The objective for the EFFIGEST project was to design and investigate a process chain for the most efficient utilization of the residues poultry manure and straw in biogas plants. This project was motivated in particular by the enormous amount and energy potential of the two material streams (especially straw) as well as by the high requirements for the fermentation of both.

The systematic study on lab and small scale resulted in important basic data concerning the necessary treatment of straw as well as the nitrogen balancing in the mixture of straw and poultry manure. The use of sodium hydroxide during the pelletizing of straw has resulted in a product which can easily be used in existing biogas plants (highly transportable, no floating layers, up to 35 % more biogas compared to untreated straw, no additional technology required on site).

The concept "dry in - dry out" was pursued in the EFFIGEST project in order to minimize the effort for transportation. That means substrates and products which have to be transported to and from a biogas plant should have a high solids content. For the realization of that concept the circulation of process waters is necessary, whose preparation was examined and evaluated in the project too.

## Energiegehalt und Stickstoffbilanz der Inputsubstrate Stroh und Geflügelmist

Die innerhalb des Projektes untersuchten Geflügelmistproben zeichneten sich durch einen hohen Gehalt an Nährstoffen aus, welcher jedoch in Abhängigkeit von der Haltungsart (Geflügelbetrieb) stark schwankte. Das Energiepotenzial bei der Vergärung lag zwischen 300 und 650 NL/kg oTR (Mittelwert= 480 NL mit 56 % Methangehalt). Für eine Prognose des Energiegehaltes anhand von Stoffparametern hat sich im Projekt die fermentierbare organische Substanz (FoTS) nach WEISSBACH (2013) auf Grundlage von Rohasche und Rohfaser als eine sehr gut mit dem Biogasertrag korrelierende Größe erwiesen.

Im Gegensatz dazu wurden beim Stroh (Roggen, Gerste, Weizen) vergleichsweise homogene Eigenschaften bezüglich Stoff- und Energiegehalt bestimmt. Demnach weist Stroh einen ausgeprägten Mangel an Nährstoffen auf. Die potenziellen Gaserträge lagen zwischen 450 und 600 NL/kg oTR.

Das Freisetzungspotenzial von Ammoniumstickstoff aus Stroh oder Geflügelmist ist konträr. Mit Hilfe von Bilanzversuchen konnte für Stroh eine Verminderung der Stickstofffracht im Fermenter um 10 g/kg TR bestimmt werden. Geflügelmist führte hingegen zu einer Zunahme der Stickstofffracht um 15 bis 50 g/kg TR. Eine Prognose des Stickstoffzehrungs- bzw. Erhöhungspotenzials gelang am besten über den Gehalt an Rohprotein.

## Ergebnisse

### Entwicklung/Optimierung von:

- Verfahren
- Szenarien
- Produkten

g/kg TR Menge oder Gehalt in g pro kg Substratfeststoff (Trockenrückstand)

NL/kg oTR produzierte Biogasmenge in Normlitern, welche pro zugeführtes kg an organischem Feststoff (Trockenrückstand) produziert wird

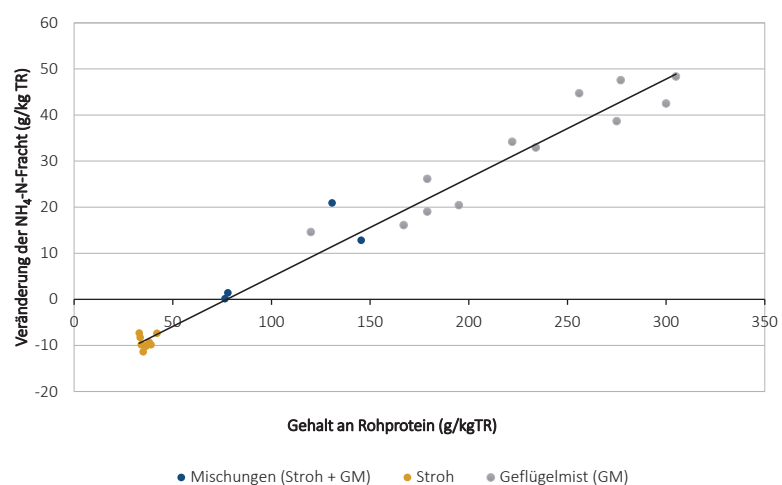


Abbildung 1: Stickstoffbilanz - Freisetzung bzw. Reduzierung von Ammonium

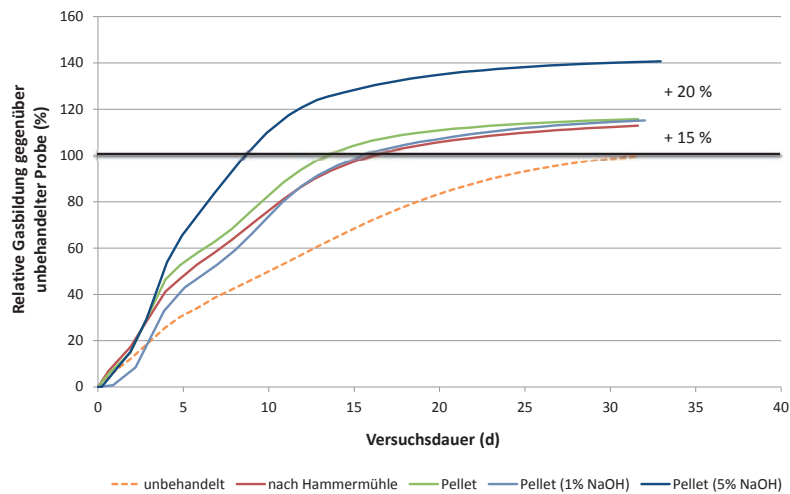


Abbildung 2: Steigerung des Gasertrages von Stroh

### Das Biogaspellet

Für die Verbesserung von Handling und Logistik bei der Verwendung von Stroh wurde der Ansatz einer kombinierten chemisch-mechanischen Kompaktierung verfolgt. Im Ergebnis der durchgeführten Pelletierversuche mit simultaner Zugabe von Natronlauge stand ein Produkt (=Biogaspellet) mit hervorragenden Eigenschaften für den Einsatz im Biogassektor. Mit Schüttdichten von 550 bis 700 kg/m<sup>3</sup> wurde die Transportwürdigkeit gegenüber von Strohballen um den Faktor 3 bis 5 gesteigert. Aufgrund von Pelletdichten von > 1 sinken die Pellets im Fermenter sofort ab, wodurch Schwimmschichten vermieden werden. Gleichzeitig lösen sich die Pellets innerhalb von 1 h wieder vollständig auf, wodurch die kleinen Primärpartikel gut für die Mikroorganismen im Fermenter erreichbar sind und eine vereinfachte Durchmischung gewährleistet ist. Aufgrund der mechanischen Zerkleinerung des Strohs vor der Pelletierung (Hammermühle) wurde die Abbaubarkeit um etwa 15 % gesteigert (größere Oberflächen).

Die Zugabe von Natronlauge vor der Pelletierung (z. B. 5 %) führte zu einem nachweislichen Rückgang des Gehaltes an Rohfasern sowie zu einer Erhöhung des Anteils leicht verfügbarer Komponenten. Dieser zusätzliche chemische Aufschluss führte zu einer weiteren Mehrgasproduktion von etwa 20 %.

### Die Gärrestbehandlung

Für Biogasanlagen ist der Einsatz der ausschließlich trockenen Substrate (Geflügelmist und Stroh) zwingend an eine Zugabe von Prozessflüssigkeiten gekoppelt. Um den Aufwand für den Gärresttransport zu minimieren, wurde im Projekt EFFIGEST das Konzept „dry in – dry out“ verfolgt, was bedeutet, ausschließlich Substrate und Produkte mit hohem Feststoffgehalt zur und von der Biogasanlage zu transportieren. Für eine Realisierung dieses Ansatzes ist die Kreislaufführung von Prozesswässern notwendig. Eine bloße Rückführung von separierter Flüssigphase führt aber trotz Strohanteilen im Input schnell zu einer Aufkonzentrierung von Stickstoff und Salzen im Fermenter.



Abbildung 3: Stroh unbehandelt, nach Hammermühle, pelletiert und mit NaOH pelletiert



Abbildung 4: Kleintechnischer Trockner mit Brüdenrückgewinnung

Daher musste im Projekt eine Strategie für die effiziente Erzeugung von stickstoff- und salzarmen Prozesswässern gefunden werden. Aufsetzend auf den Erfahrungen der Partner und dem Stand der Technik wurden verschiedene Verfahren zur Feststoff-, Stickstoff- und Wasserabtrennung getestet und z. T. neu konzipiert. Als Fazit wären an dieser Stelle zunächst herkömmliche Entwässerungspresen als effektivste Möglichkeit der Vorentwässerung zu nennen, da Verfahren mit Flockungsmiteinsatz sowie mit feinen Filtern bisher nicht die Praxistauglichkeit nachweisen konnten.

Weiterhin wurde der mittels Schneckenpressen erzeugte Dickstoff mit Schwefelsäure angesäuert und anschließend unter Rückgewinnung der Brüden (feuchte Verdampfungsgase) getrocknet. Dabei entstand ein sauberes Kondensat für die Rückführung. Gleichzeitig können so die Kondensationswärme zurückgewonnen, Emissionen vermieden (geschlossener Kreislauf) und Schaumprobleme beim Ansäuern verhindert werden. Dieses Trocknungsverfahren wurde vom Labormaßstab in den kleintechnischen Maßstab übertragen und ein entsprechendes Aggre-

gat konzipiert und hergestellt (Abb. 4). In Kombination mit den Flüssigphasen aus der Schneckenpresse konnte die Laborvergärung allein mit diesen Kondensaten dauerhaft stabil mit Stroh und Geflügelmist betrieben werden.

Aus dem separierten Dickstoff sind folgende Verwertungsmöglichkeiten bezüglich einer Düngenanwendung möglich:

- ein Humusreproduktionsmaterial mit hohem C-Gehalt durch besonders intensives Abpressen und Trocknen (Alternativ auch als Brennstoff einsetzbar)
- ein Vollwertdünger (CNPS) mittels Ansäuern und Trocknen (wichtiger Nebeneffekt: sauberes Prozesswasser durch Kondensation)
- ein stickstoffarmer Vollwertdünger (CPS) durch Trocknen (Randbedingung: Brüdenreinigung oder Stickstoffrückgewinnung nötig (vorzugsweise als Ammoniumsulfat-Lösung)

Aus der separierten Flüssigphase sind folgende Verwertungsmöglichkeiten möglich:

- ein Flüssigdünger mit hohen Gehalten an N,P und anderen Nährstoffen (keine weitere Behandlung nötig, aber  $\text{NH}_3$ -Emissionen beachten) (Problem: hoher Wassergehalt: nur für Nahversorgung)
- ein C-armes Düngekonzentrat oder Feststoffprodukt durch Eindampfung/Trocknung zu gewinnen (mit Ansäuierung als NPS-Produkt [Stickstoff, Phosphor, Schwefel] ohne Ansäuierung als P-Produkt)

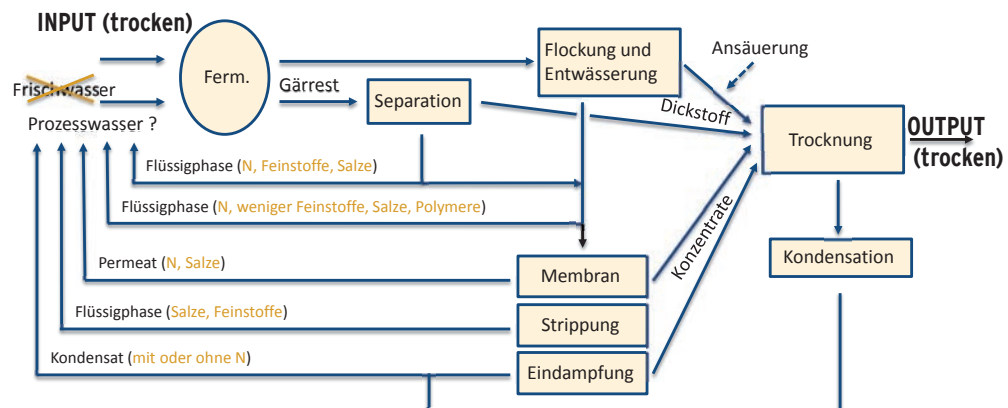


Abbildung 5: Prinzipielle Möglichkeiten der Gärrestbehandlung und Prozesswasseraufbereitung

## Ausblick

Die Berechnungen für eine modellhafte Biogasanlage von 1,5 MW<sub>el</sub> bei einer Substratmischung von 50 % Stroh und 50 % Geflügelmist (oTR) ergab für das Gesamtverfahren (Substratbergung, Substrataufbereitung (Pelletierung inkl. NaOH), Vergärung und Gärrestbehandlung) eine positive wirtschaftliche Bilanz. Unsicherheitsfaktoren sind dabei der Preis für die Stromvergütung, welcher im berechneten Szenario mindestens 14,5 ct/kWh betragen sollte sowie die tatsächlichen Kosten für die Pelletierung. Letztere können aber durch die angestrebte vollständige Auslastung der Anlage sowie über mögliche Einsparungen bei der Zerkleinerung noch weiter gesenkt werden.

Die innerhalb des Projektes entwickelten Verfahren und Produkte stellen potenziell eine sehr interessante Option für die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und der Nachhaltigkeit von Biogasanlagen dar. Insbesondere das entwickelte Biogaspellet könnte in nahezu allen bestehenden Biogasanlagen mindestens als teilweiser Ersatz für Maissilage eingesetzt werden. Für die potenziellen Anwender ist es ein besonderer Vorteil, dass auf der Anlage selbst keine zusätzlichen Aufbereitungsschritte installiert werden müssen, da das Pellet direkt eingesetzt werden kann.

Jedoch stehen wichtige Fragen zum tatsächlichen Verhalten im großtechnischen Bereich noch aus, da die bisherigen Untersuchungen im kleintechnischen Maßstab (100 kg-Bereich) endeten. Für Folgeprojekte

sollte unbedingt das kombinierte Pelletierverfahren weiter optimiert werden (Einsparung Zerkleinerungsaufwand und Pelletdichte) und anhand einer praktisch relevanten Stoffmenge (mehrere 100 t) auch betriebstechnisch bewertet werden (Handling, Durchsatz, Verschleiß).

Der Einsatz von einer relevanten Menge an Biogaspellets in einer großtechnischen Biogasanlage sollte ebenso der nächste Schritt sein, wie die Bewertung der Gärresteigenschaften und deren Behandlung in großtechnischen innovativen Eindampf- und Trocknungsprozessen. Dabei sollte vor allem die Aufnahme von Energie- und Stoffströmen im Vordergrund stehen, um die monetären Auswirkungen genau bewerten zu können.

Weiterhin ist die Übertragung von Teilen der Ergebnisse auf ein neues Stoffsystem beabsichtigt. Bei der im BMBF-Innovationsforum SPREUSTROH angestrebten Vollerntetechnologie fallen neben Stroh auch größere Mengen an bisher ungenutztem Spreu an. Diese Stoffströme werden dezentral sehr preiswert geborgen und in zentralen Aufbereitungsanlagen so behandelt, dass möglichst viele stoffliche und energetische Anwendungen ermöglicht werden. Der Ansatz von EFFIGEST passt hier als eine Verwertungsmöglichkeit sehr gut in das Konzept. Vor allem die zentrale Aufbereitung birgt für den Schritt der Pelletierung einen erheblichen Kostenvorteil, da sich beispielsweise mehrere Biogasanlagen in größerem Umkreis mit dem kompaktierten Material preiswert beliefern lassen und die Pelletieranlage gut ausgelastet ist.

## Weitere Informationen

- Weissbach, F. (2013): Die Bewertung des Gasbildungspotenzials von Substraten für die Biogasproduktion, Vortrag bei Biogasfachgespräch, 12/2013, Leipzig.
- BMBF-Innovationsforum SPREUSTROH, URL: <http://www.unternehmen-region.de/de/9282.php> (Stand: 04.01.2017)

**Schlussbericht:** <https://www.tib.eu/suchen/id/TIBKAT:872839893/>

# FLUHKE



© TU München

In dem Projekt sollte die Kombination der hydrothermalen Karbonisierung zur Erzeugung eines hochwertigen Brennstoffs für die Vergasung im Flugstrom untersucht werden. Das Ziel war die effiziente und teerfreie Erzeugung eines energiereichen Produktgases aus bisher ungenutzten Reststoffen zur gasmotorischen Verstromung in einem Gasmotor-BHKW.

## Themenschwerpunkte

- Reststoffnutzung
- Hydrothermale Karbonisierung
- Flugstromvergasung
- Kraft-Wärme-Kopplung

## Zusammenfassung

Das übergeordnete Ziel des Forschungsvorhabens war die Entwicklung einer Flugstromvergasungstechnologie für die dezentrale Nutzung von Reststoffen zur Strom- und Wärmegewinnung. Es wurde eine übergreifende Untersuchung der gesamten Technologiekette von der HTC-Kohleerzeugung über die Flug-

<b>FKZ-Nr.</b>	03KB074
<b>Laufzeit</b>	01.10.2012 - 30.09.2016
<b>Zuwendungssumme</b>	897.125 €
<b>Koordination<sup>1</sup></b>	SunCoal Industries GmbH Rudolf-Diesel-Straße 15 14974 Ludwigsfelde www.suncoal.de
<b>Partner<sup>2</sup></b>	Technische Universität München Lehrstuhl für Energiesysteme Boltzmannstr. 15 85748 Garching www.es.mw.tum.de
<b>Kontakt</b>	Ludwig Briesemeister Telefon: +49 (0) 89 289 16282 E-Mail: ludwig.briesemeister@tum.de

stromvergasung bis hin zur motorischen Nutzung durchgeführt. Hierzu wurden mit der Pilotanlage der SunCoal Industries GmbH Brennstoffproben (HTC-Kohlen) aus verschiedenen Reststoffen hergestellt. Am Lehrstuhl für Energiesysteme wurden Simulationsmodelle zur Flugstromvergasung entwickelt.

# Trockene Niedertemperatur-Flugstromvergasung mit Bio-Kohlen aus der hydrothermalen Karbonisierung zur dezentralen Energiebereitstellung von Strom und Wärme mit einem Motor-BHKW

Hierzu wurden experimentelle Grundlagenuntersuchungen der Vergasung im Flugstrom durchgeführt und Daten zur Reaktionskinetik und dem Partikelverhalten von hydrothermal karbonisierten Brennstoffen gewonnen. Außerdem wurde die Teerentstehung, als eines der technischen Hauptprobleme der Vergasung, untersucht. Es konnte gezeigt werden, dass die Teerbelastung im Vergleich zu aktuellen Technologien deutlich reduziert werden kann.

Die Projektergebnisse konnten den Nachweis der Machbarkeit der untersuchten Technologie erbringen und bilden die Grundlage für ein mögliches Upscaling zu einer Demonstrationsanlage im industriellen Maßstab.

## Methodik/Maßnahmen

- Gesamtprozessbetrachtungen, Kreislaufsimulationen: Die Einzelprozesse wurden in AspenPlus® modelliert und energetisch bilanziert. Darauf basierend wurden Möglichkeiten der Wärme- und Prozessintegration abgeleitet und evaluiert.
- Grundlegende Brennstoffcharakterisierung: Es wurden verschiedene Brennstoffe sowohl unter Laborbedingungen, als auch unter realen Vergasungsbedingungen untersucht und vergasungsspezifische Eigenschaften bestimmt.
- Entwicklung eines Flugstromvergaser: Zur Gewinnung von Messdaten und zur Validierung von Modellen wurde ein autothermer 100 kW-Flugstromvergaser entwickelt und erfolgreich mit verschiedenen Brennstoffen betrieben.
- Detaillierte Simulation der Vergasung: Basierend auf den gewonnenen Brennstoffdaten wurde mit Simulationsmodellen auf verschiedenen Komplexitätsebenen die Flugstromvergasung simuliert. So konnten optimale Betriebsparameter abgeleitet werden.
- Ökologische und ökonomische Systembewertung: Die über die gesamte Technologiekette freigesetzten CO<sub>2</sub>-Äquivalente wurden bestimmt und in Vergleich mit aktuellen Technologien gesetzt. Außerdem erfolgte eine ökonomische Bewertung der Technologie, mit resultierenden Strom-/Wärmegestehungskosten.

## Ergebnisse

### Entwicklung/Optimierung von:

- Verfahren zur effizienten Reststoffnutzung
- Pilotanlage zur Flugstromvergasung
- Demonstrationsanlage zur hydrothermalen Karbonisierung
- Modelle zur Vergasung und hydrothermalen Karbonisierung

### HTC-Biokohle ist ein hochwertiger, nachhaltiger Brennstoff

Die hohen Anforderungen an Brennstoffe für die Flugstromvergasung konnten durch die Vorbehandlung mittels hydrothormaler Karbonisierung erreicht werden. Der staubförmige Brennstoff ist gut fluidisierbar, was für eine pneumatische Förderbarkeit entscheidend ist. Außerdem konnten hohe Ascheschmelzpunkte erzielt und die Heizwerte im Vergleich zur Rohbiomasse stark gesteigert werden, so dass sie im Bereich fossiler Braunkohle lagen. Als Einsatzstoffe wurden sowohl holzartige Reststoffe, als auch organische Siedlungsabfälle und Grünschnittmaterial verwendet. Durch die HTC konnte damit ein standardisierter Brennstoff hergestellt werden.



**Ludwig Briesemeister**  
(Projektkoordinator):

Die energetische Nutzung von Reststoffen bietet eine gute Möglichkeit die Potentiale der Biomasse zur Strom- und Wärmeerzeugung zu erweitern. Die Vergasung stellt dabei

eine sehr flexible Umwandlung dar, durch die hocheffiziente dezentrale Gasmotor-BHKWs anwendbar werden. In dem Projekt konnte eine Technologiekette entwickelt werden, mit der die technischen Hürden der bisherigen Stand-der-Technik-Lösungen überwunden werden können.

## Summary

In this research project a new technology based on the entrained flow gasification of biomass residues for heat and power generation in decentralized units was developed. A comprehensive investigation of the whole technology chain covering hydrothermal carbonization (HTC), gasification and gas utilization in combined heat and power units was examined.

For this purpose, HTC coals, based on various biomass residues, were produced with the SunCoal HTC-pilot plant. At the Institute for Energy Systems (TU München) simulation models of the entrained flow gasification process were developed. In addition, experimental investigations of the gasification behavior of HTC coals under entrained flow gasification conditions were conducted. Data on reaction kinetics and particle behavior were collected to validate the simulation models. Furthermore, tar generation, as one of the main technical problems of biomass gasification, was investigated using the new technology. It could be shown that the tar loading of the product gas was significantly lower than that of state-of-the-art gasification solutions.

Besides demonstration of feasibility of the investigated technology, the project results provide the basic information for upscaling the technology to an industrial scale.



Abbildung 1: HTC-Anlage der Firma SunCoal Industries GmbH

Mittels einer systematischen Analyse der Technologie konnte in Simulationen durch Wärmeintegration eine deutliche Reduzierung des Energiebedarfs einer HTC-Anlage erreicht werden. Überdies wurden verschiedene Möglichkeiten der Abwasserbehandlung einer HTC-Anlage evaluiert, wobei sich die biologische Nachbehandlung als beste Option erwies.

## Flugstromvergasung – eine echte Alternative

Der Vorteil der Vergasung liegt bei dezentralen Anlagen in der Anwendbarkeit von Kraftmaschinen (z. B. Gasmotor), die im Vergleich zum Dampfkreislauf oder dem Organic Rankine Cycle bereits bei kleinen Leistungsgrößen hohe Wirkungsgrade erzielen. Diese benötigen allerdings eine hohe Brenngasqualität, weshalb bei ausgeführten Vergasungsanlagen die Kosten maßgeblich durch die Gasreinigung (insbe-

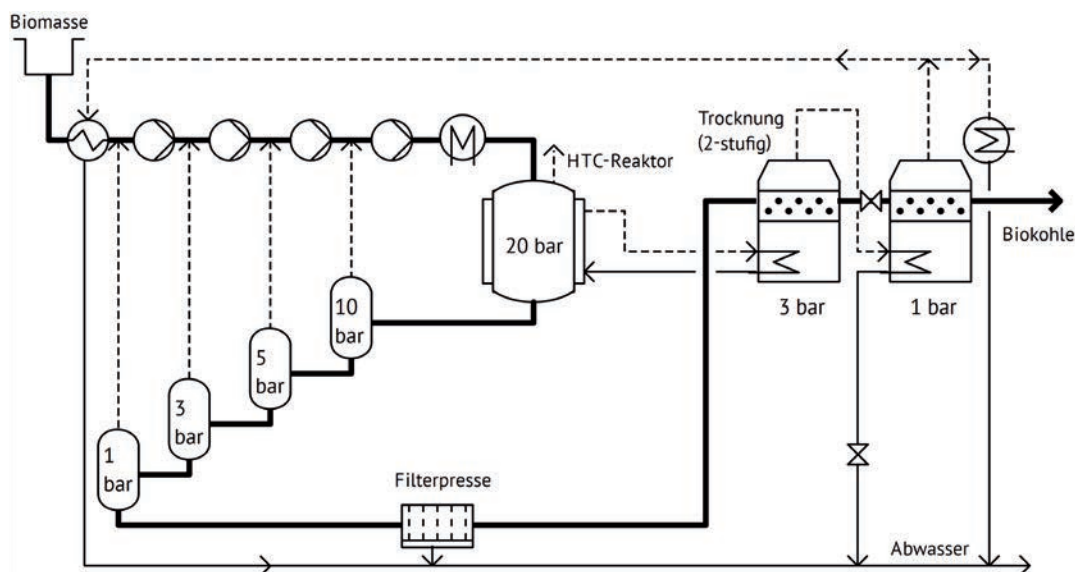


Abbildung 2: Simulationsmodell einer HTC-Anlage mit optimierter Prozessführung für vollständige Wärmeintegration



sondere zur Teerentfernung) bestimmt werden. Im Projekt konnte die Teerbelastung des Produktgases für alle getesteten Brennstoffe soweit reduziert werden, dass eine nachfolgende Teerreinigung entfällt.

**Mit der Flugstromvergasung kann die Teerentwicklung – das Hauptproblem der Biomassevergasung – vermieden werden.**

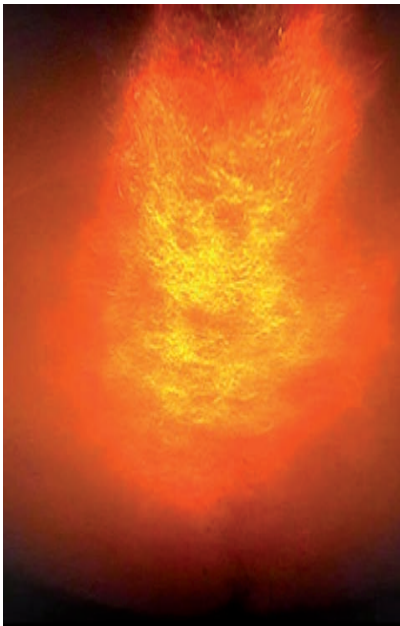


Abbildung 3: Flammenbild bei der Flugstromvergasung

Die Gaszusammensetzung (hauptsächlich  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$  und  $\text{N}_2$ ) konnte durch die Prozessführung gezielt beeinflusst werden, wobei neben der Luftzahl auch der Einfluss von Dampf als Vergasungsmedium untersucht wurde. Durch Prozessoptimierung konnten bereits im Technikumsmaßstab hohe Brennstoffumsätze erreicht werden.

Durch Nutzung der im Vergasungsprozess entstehenden Abwärme ergibt sich ein hohes Potential der Systemintegration mit der HTC-Biokohleherzeugung vor Ort, so dass sich deren Wärmebedarf vollständig decken lässt. Somit lassen sich elektrische Wirkungsgrade von über 25 % (unter Berücksichtigung der Aufbereitung; bezogen auf den Biomasseheizwert) und Gesamtwirkungsgrade von bis zu 80 % erreichen.

**Die Kombination aus Flugstromvergasung und HTC-Biokohleherzeugung stellt ein hochintegrierbares dezentrales System dar, mit entsprechend großen energetischen Einsparpotentialen.**

Die Stromgestehungskosten der untersuchten Technologie werden durch die Biokohleherstellung dominiert. Die berechneten Kosten (je nach Anlagengröße zwischen 12,6-19,5 ct/kWh<sub>el</sub>) liegen dennoch bereits bei reiner Stromerzeugung im Bereich der Erzeugung durch Erdgaskraftwerke und im unteren Bereich anderer erneuerbarer Technologien.



Abbildung 4: Flugstromvergaser im Technikum des LES

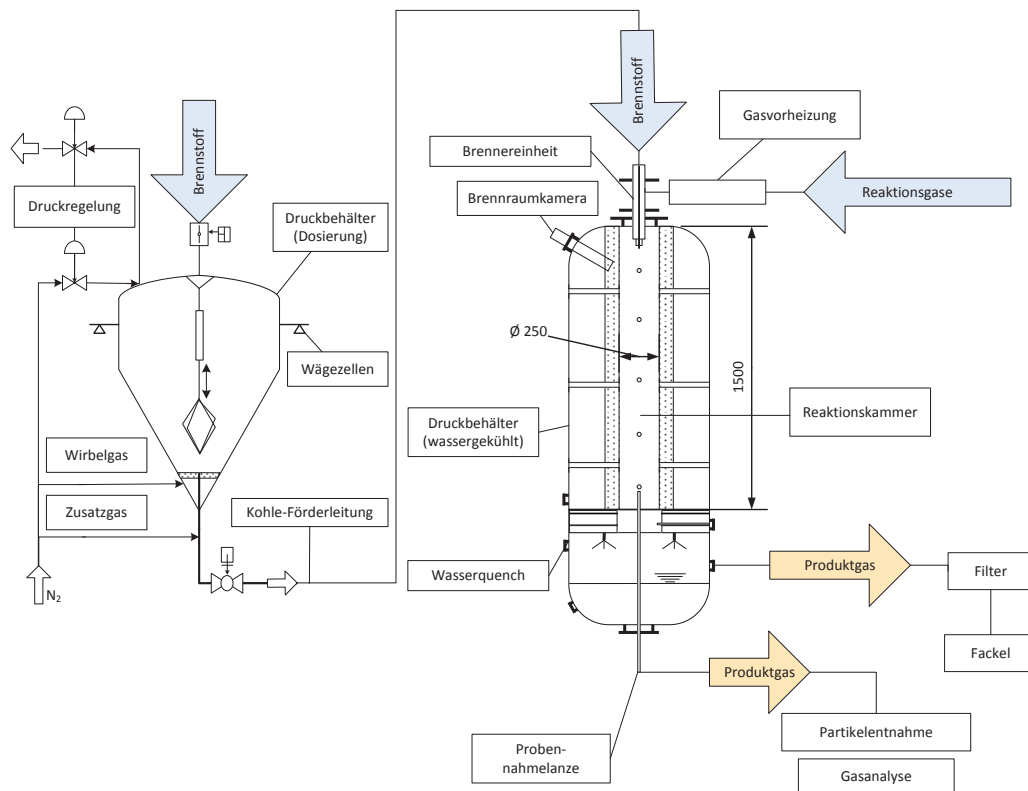


Abbildung 5: Prinzipskizze des neu entwickelten Flugstromvergaser

## Herausforderungen

Die untersuchte Kombination aus HTC und Flugstromvergasung stellt technologisches Neuland dar. Es gibt weder kommerziell eingesetzte HTC-Anlagen noch Flugstromvergaser, die mit Biomasse und Luft als Vergasungsmedium arbeiten, in einer industriell relevanten Größenordnung. Daher ist die Datenbasis zur wirtschaftlichen Systembewertung sehr gering und Aussagen zu Kosten mit einer großen Unsicherheit behaftet.

Viele technologische Fragestellungen mussten im Rahmen des Projekts zunächst von Grund auf erarbeitet werden, da in der Forschung die energetische Nutzung von HTC-Kohlen wenig erforscht wird. Der Fokus liegt hier mehr auf der stofflichen Nutzung. Im Biomassebereich werden hinsichtlich der Vergasungstechnologien hauptsächlich Projekte zur Festbett- und Wirbelschichtvergasung gefördert. Die Flugstromvergasung spielt hingegen bisher kaum eine Rolle.

In Hinsicht auf die praktische Umsetzung des Projekts stellten die Steuerung der komplexen Verga-

**HTC-Biokohlen aus verschiedenen Biomassen stellen einen standardisierten Brennstoff dar, der optimal für die Flugstromvergasung geeignet ist.**



© Suncoal

ungsanlage und die Entwicklung eines geeigneten Vergasungsbrenners besondere Herausforderungen dar. Zur Beherrschung der Technologie musste zudem ein umfassendes Sicherheitskonzept erarbeitet werden.

Für eine spätere Umsetzung im industriellen Maßstab stellen die immer restriktiveren Emissionsanforderungen an Gasmotoren ein Problem dar. In dezentralen Anlagen lässt sich eine kostengünstige Synthesegasreinigung für die steigenden Anforderungen zukünftig nur schwer realisieren.

## Ausblick

Sowohl die hydrothermale Karbonisierung, als auch die Flugstromvergasung im kleinen Leistungsbereich stellen Technologien dar, die bisher kommerziell kaum bis gar nicht verfügbar sind. Im Rahmen der Forschungsarbeiten konnte gezeigt werden, dass die HTC günstige Voraussetzungen für die Flugstromvergasung bietet. Künftig steht mit dieser Technolo-

giekette eine Möglichkeit zur erweiterten Nutzung biogener Einsatzstoffe, die bisher kaum verwendet werden, zur Verfügung.

Eine erste wirtschaftliche Betrachtung zeigt die erreichbaren konkurrenzfähigen Stromerzeugungskosten. Besonders wirtschaftlich stellt sich die Technologie in Verbindung mit einer KWK-Anwendung dar. Die Kosten sind hauptsächlich getrieben, durch die hohen Investitionen zur Aufbereitung der Biomasse. In diesem Bereich sollten zukünftig weitere Erfahrungen mit HTC-Anlagen im industriellen Maßstab gemacht und Potentiale zur Kostenreduktion aufgedeckt werden.

Der entwickelte Flugstromvergaser weist wesentliche Elemente einer Großanlage auf und es konnte gezeigt werden, dass hiermit entscheidende Problemstellungen von aktuell verfügbaren Biomassevergasungstechnologien überwunden werden können. Bedingt durch Skaleneffekte sind bei der ausgeführten Leistungsgröße allerdings die relativen Verluste unverhältnismäßig groß. Um einen Nachweis der erreichbaren Vergasungseffizienz zu erbringen und auch Langzeiteffekte abbilden zu können, sollte eine Vergasungsanlage im Demonstrationsmaßstab (MW-Bereich) angestrebt werden. Basierend auf den im Projekt gewonnenen Erkenntnissen ist ein Scale-Up in diesen Größenbereich nur mit begrenzten technologischen Risiken verbunden.

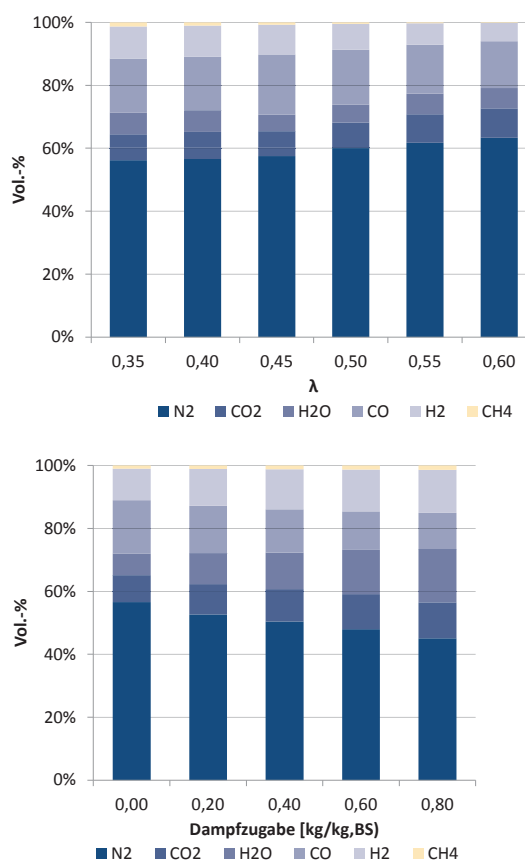


Abbildung 6: Einfluss der Betriebsparameter (Luftzahl und Dampfzugabe) auf Produktgaszusammensetzung

### Weitere Informationen

- **Abschlussbericht:** [https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/vorhaben/liste-aller-vorhaben/projects/03kb074a\\_fluhke.html](https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/vorhaben/liste-aller-vorhaben/projects/03kb074a_fluhke.html)
- Briesemeister, L.; Siemon, D.; Fendt, S.; Spliethoff, H. (2015): Flugstromvergasung von Biokohlen aus der HTC. Innovationsforum Hydrothermale Prozesse, S. 54–58.
- Briesemeister, L.; Kremling, M.; Fendt, S.; Spliethoff, H. (2016): Air-Blown Entrained-Flow Gasification of Biocoal from Hydrothermal Carbonization. In: *Chemical Engineering Technology*.
- Briesemeister, L.; Wittmann, T.; Gaderer, M.; Spliethoff, H. (2014): Study of a Decentralized Entrained-Flow Gasification Plant in Combination with Biomass from Hydrothermal Carbonization for CHP. In: *Proceedings of the 22th European Biomass Conference and Exhibition*. Hamburg.
- Briesemeister, L.; Kremling, M.; Gaderer, M.; Spliethoff, H. (2015): Autotherme Flugstromvergasung von HTC-Kohle im kleinen Leistungsbereich. Experimenteller Konzeptnachweis. In: *27. Deutscher Flammentag - Verbrennung und Feuerung. VDI-Berichte 2267*, S. 705–708.
- Briesemeister, L.; Kremling, M.; Fendt, S.; Spliethoff, H. (2016): Experimental Investigation of the Gasification of HTC Biocoal in a 100 kW Air-Blown Entrained-Flow Reactor. In: *Proc. of 3rd International Conference on Renewable Energy Gas Technology*. REGATEC 2016. Malmö.
- Briesemeister, L.; Kremling, M.; Gaderer, M.; Spliethoff, H. (2015): Pneumatic conveying of biocoal from hydrothermal carbonization: An approach for small scale entrained-flow gasification. In: *Proc. of 2nd International Conference on Renewable Energy Gas Technology*. REGATEC 2015. Barcelona.

**Lehrstuhl-Homepage (LES):**

<http://www.es.mw.tum.de/index.php?id=256>

# REMISBIO



Alle methangasbetriebenen Blockheizkraftwerken (BHKW) emittieren einen gewissen Anteil des Brennstoffes (Methan) unverbrannt in die Atmosphäre. Aufgrund des Treibhausgaspotenzials von Methan und im Hinblick auf die zunehmende Anzahl von mit Biogas betriebenen BHKW in Deutschland war es Ziel, einen Katalysator zur Reduzierung des Methanschlupfes durch Totaloxidation des im Abgas enthaltenen Methans zu entwickeln. Dieser sollte eine ausreichend hohe Aktivität bzgl. der Totaloxidation von Formaldehyd und Methan und dabei eine wirtschaftlich vertretbare Standzeit aufweisen. Entwickelt und getestet wurden erfolgversprechende, katalytisch aktive Materialien nicht nur unter Laborbedingungen, sondern auch unter realen Bedingungen im kleintechnischen Maßstab sowie an großtechnischen Anlagen, um die Praxistauglichkeit nachzuweisen.

## Themenschwerpunkte

- Minderung des Methanschlupfes an BHKW
- Katalysatorentwicklung
- Katalytische Emissionsminderung

<b>FKZ-Nr.</b>	03KB052
<b>Laufzeit</b>	01.01.2011 - 31.12.2016
<b>Zuwendungssumme</b>	454.277 €
<b>Koordination<sup>1</sup></b>	DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig www.dbfz.de
<b>Partner<sup>2</sup></b>	Caterpillar Energy Solutions GmbH (CES) Carl-Benz-Str. 1 68167 Mannheim www.caterpillar-energy-solutions.de
<b>Partner<sup>3</sup></b>	Heraeus Deutschland GmbH & Co. KG (HDE) Heraeusstraße 12-14 63450 Hanau www.heraeus.com
<b>Kontakt</b>	René Bindig Telefon: +49 (0)341 2434-746 E-Mail: rene.bindig@dbfz.de

# Maßnahmen zur Reduzierung von Emissionen von Biogasanlagen: Katalysatorrest

Grundsätzlich stellt die katalytische Nachverbrennung (KNV) eine effiziente und wirtschaftliche Technologie zur Reduzierung von gasförmigen Emissionen aus Verbrennungsprozessen dar. Allerdings werden an die katalytische Nachverbrennung innerhalb eines BHKW besonders im Hinblick auf die Minderung des Methanschlupfes (durch Oxidation des Methans zu Kohlenstoffdioxid und Wasser) hohe Anforderungen gestellt. So wird vom BHKW-Hersteller eine möglichst niedrige Abgastemperatur (unter 450 °C) unmittelbar nach dem Verbrennungsmotor angestrebt. Bisher am Markt verfügbare und unter diesen Bedingungen entsprechend stabile Katalysatoren zur Totaloxidation von Methan erreichen jedoch erst ab Temperaturen größer 600 °C ausreichend hohe Umsätze.

Im Rahmen dieses Projektes wurde der Fokus auf die Entwicklung eines Katalysators zur Totaloxidation von Methan bei möglichst niedrigen Temperaturen gerichtet. Die Katalysatorentwicklung basierte auf einem breit angelegten und durch Hochdurchsatzsynthese gestützten Screening verschiedener, katalytisch aktiver Materialien. Zudem wurde Wert darauf gelegt, dass die erfolgversprechendsten Katalysatorproben nicht nur unter Laborbedingungen sondern auch unter realen Bedingungen, d.h. an BHKWs von Biogasanlagen auf ihrer Aktivität und Stabilität getestet wurden.

Dazu wurden u.a. mithilfe eines am DBFZ entwickelten mobilen Versuchstandes Versuche mit realem Abgas aus einem BHKW (durch Entnahme eines Teilvolumenstromes aus dem Abgaskanal des BHKW) durchgeführt.

Ebenso wurden Untersuchungen zur Regenerierung entsprechend gealterter Katalysatorproben unter möglichst praxistauglichen Bedingungen durchgeführt. Die Erkenntnisse aus den Alterungs- und Regenerierungsuntersuchungen flossen in die Katalysatorentwicklung ein.

Als finaler Schritt erfolgte die Fertigung eines Katalysators im realen Maßstab (großer Demonstrator), der im Abgastrakt eines BHKW des Projektpartner Caterpillar Energy Solutions GmbH (CES, vormals MWM) eingebaut wurde und dessen Verhalten im realen Betrieb über einen längeren Zeitraum untersucht wurde.

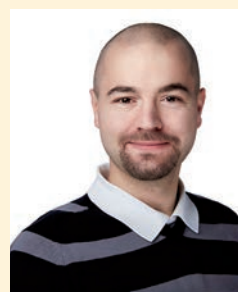
## Methodik/Maßnahmen

- Untersuchung technischer Möglichkeiten zur Methanoxidation
- Identifikation einer geeigneten katalytisch aktiven Phase gestützt durch Hochdurchsatzsynthese und -screening
- Nachweis der grundsätzlichen Funktionalität des Katalysators
- Nachweis der Funktionalität unter realen Bedingungen (Labormaßstab)
- Demonstration der Funktionalität an großtechnischer Anlage (BHKW)

## Ergebnisse

### Entwicklung/Optimierung von:

- Verfahren
- Anlagenteilen
- Aufbauten im Demonstrationsmaßstab



**René Bindig (DBFZ):**

Durch das Erforschen und Weiterentwickeln katalytischer Verfahren zur Emissionsminderung an Konversionsprozessen von Biomasseenergieträgern lässt sich die notwendige Umweltfreundlichkeit von

Bioenergie sicherstellen.

## Summary

The project REMISBIO aims to find a technical solution for reducing methane and formaldehyde emissions from biogas-driven CHPs (Combined Heat and Power plants) by means of catalytic exhaust gas treatment. The CHP producer applies a gas temperature below 450 °C immediately after the internal combustion engine. It is a challenge to find a stable system working under these conditions.

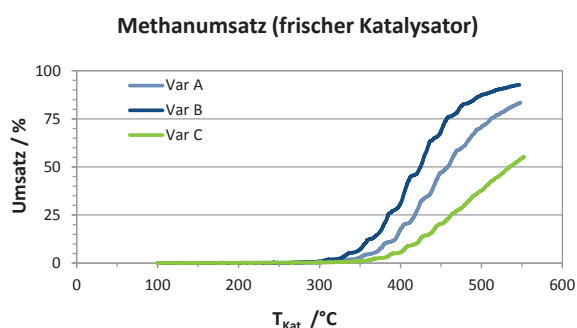
The catalyst development was based on an initial broad, high-throughput synthesis-assisted screening of various catalytically active materials. The most promising catalyst samples met practical conditions, but also under real conditions. The DBFZ has developed a mobile test bench which analyses the real exhaust gas from a CHP (by taking out a partial volume flow from the exhaust gas channel of the CHP).

Further studies were also carried out on the regeneration of appropriately aged catalyst samples under the most practicable conditions.

Besides producing and testing suitable catalyst materials and integrating them into large-scale plants, the efficacy of such measures was economically analysed.

## Aktivitätsbestimmungen konventioneller Katalysatoren

Erste Untersuchungen erfolgten mit drei konventionellen Katalysatortypen auf Edelmetallbasis, die der Partner Heraeus für die Abgasreinigung zur Verfügung stellte und die im weiteren Verlauf als Referenzsysteme agierten (Abb.1).



**Abbildung 2: Vergleich der Temperatur-Umsatz-Kurven der drei Katalysatorprobenvarianten im frischen Zustand für Methan (Raumgeschwindigkeit: 100.000 h<sup>-1</sup>)**



**Abbildung 1: Katalysatorprobenkörper, der im Projekt zum Einsatz kam**

Eine Aktivitätsbestimmung hinsichtlich der Totaloxidation von Methan erfolgte in einem stationären Versuchsstand am DBFZ. Die Zusammensetzung des Testgases ist in Tabelle 1 aufgeführt.

**Tabelle 1: Auflistung der Komponenten des Testgases und der entsprechenden Konzentrationen**

Testgaskomponente	Konzentration
CO <sub>2</sub>	12 Vol.-%
H <sub>2</sub> O	12 Vol.-%
O <sub>2</sub>	9 Vol.-%
CH <sub>4</sub>	2500 ppm
CO	550 ppm
NO	120 ppm
N <sub>2</sub>	Rest

Unter den gegebenen Bedingungen, die annähernd denen im Abgaskanal eines BHKW entsprachen, wurden mit dem aktivsten der drei Katalysatortypen bei 450 °C Methanumsätze von ca. 75 % erreicht.

## Scale-up der Materialien

Besonders zeitaufwändig waren die Untersuchungen zum Scale-up der Materialien bzw. zur Aufbringung, der im Hochdurchsatzscreening als sehr vielversprechend identifizierten Materialien auf eine geeignete Trägerstruktur. Hierbei war besonders das Alterungsverhalten für die Eignung in einem späteren realen System von zentralem Interesse.

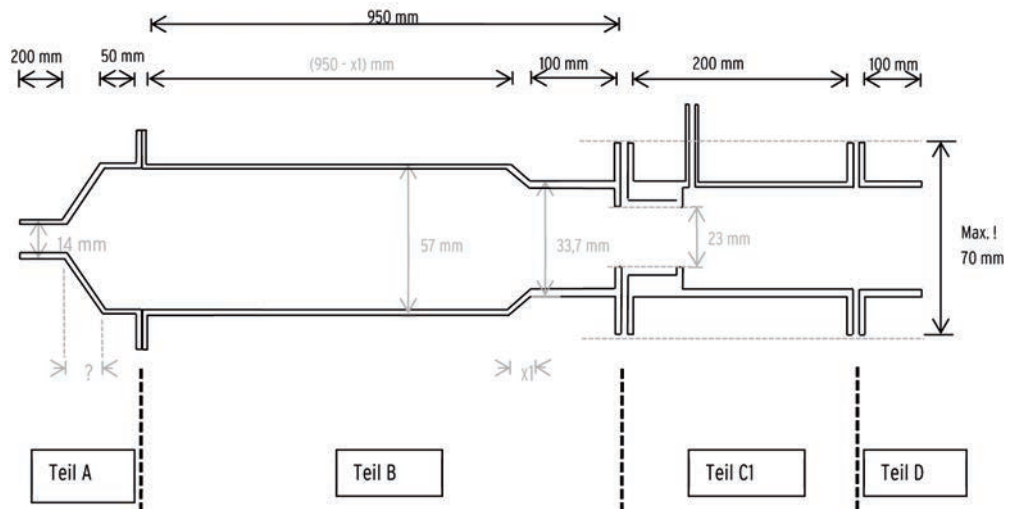


Abbildung 3: Schematische Zeichnung des Edelstahlreaktors für die MoKatTA (mobile Katalysator-testanlage)

### Aufbau einer mobilen Katalysator-testanlage (MoKatTA)

Neben den Laboruntersuchungen erfolgte der Aufbau eines mobilen Katalysatorversuchsstandes (MoKatTA), um die im Labor als am erfolgversprechendsten Katalysatorproben auch direkt mit Abgas eines realen BHKW auf Aktivität sowie Stabilität testen zu können. Mit dem mobilen Versuchsstand war es möglich, Temperatur-Umsatz-Kurven direkt vor Ort mit realem Abgas aufzuzeichnen. Durch die Unterbringung des Versuchsstandes in einem Anhänger (siehe Titelbild), d. h. einem separaten Aufbau, der nicht in ein BHKW integriert werden musste, konnten Untersuchungen an verschiedensten BHKW/Anlagen ermöglicht werden ohne deren Betrieb zu stören. Ebenso konnte der Versuchsstand ohne großen Aufwand transportiert werden.

Der Reaktor besteht aus zwei Teilen. Der vordere Teil des Reaktors ist im Rohrofen untergebracht und dient zur Erwärmung des Abgasvolumenstroms auf eine gewünschte Temperatur. Der hintere Teil des Reaktors befindet sich nicht mehr in der beheizten Zone des Rohrofens. In diesem wird der zu testende Katalysator untergebracht. Mit diesem Aufbau sollten die Bedingungen, welchen ein entsprechender Katalysator im Abgastrakt eines BHKW ausgesetzt ist, möglichst realitätsnah nachgebildet werden.

Es wurden Gasentnahmestutzen am Reaktoreingang und Reaktorausgang zur Konzentrationsbestimmung der einzelnen Abgaskomponenten vor und nach der Katalysatorprobe angebracht. Über eine

dem Reaktor nachgeschaltete Messblende erfolgt die Bestimmung des Abgasvolumenstromes durch den Reaktor, welche auf die Bedingungen vor Ort angepasst und kalibriert wurde.

### Alterung von Katalysatorproben im realen Abgas

Die einzelnen Katalysatorproben wurden sowohl in dem mobilen Versuchsstand unter Verwendung von realem Abgas als auch im direkt Abgastrakt eines BHKW des Projektpartners Caterpillar Energy Solutions gealtert. Die Ergebnisse dienen u. a. als Grundlage für die Entwicklung des Vollkatalysators (Demonstrator), der für den Dauerbetrieb im realen Maßstab gefertigt werden sollte.

Beispielhaft zeigen die Abbildungen 4, 5, 6 Temperatur-Umsatz-Kurven für den Methanumsatz einer Referenzkatalysatorprobe (Var B) und von zwei neuentwickelten Katalysatorproben (NK-1 und NK-2) im frischen und gealterten Zustand.

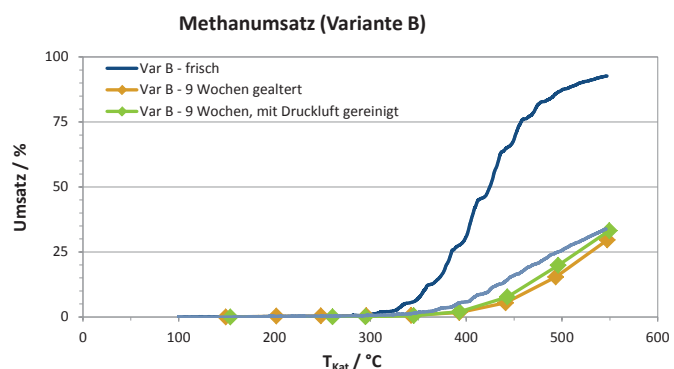


Abbildung 4: Diagramm zur Darstellung des Vergleichs der Temperatur-Umsatz-Kurven (Methanumsatz) eines Referenzkatalysators im frischen und gealtertem Zustand

Aus den Untersuchungen ging hervor, dass Katalysatorformulierungen gefunden wurden, die gegenüber den Referenzkatalysatoren ein deutlich verbessertes Umsatzverhalten für die Methanoxidation aufwiesen. Auch konnte unter den gegebenen Voraussetzungen eine Steigerung der Alterungsstabilität nachgewiesen werden.

### Untersuchungen zur Katalysatorkombination

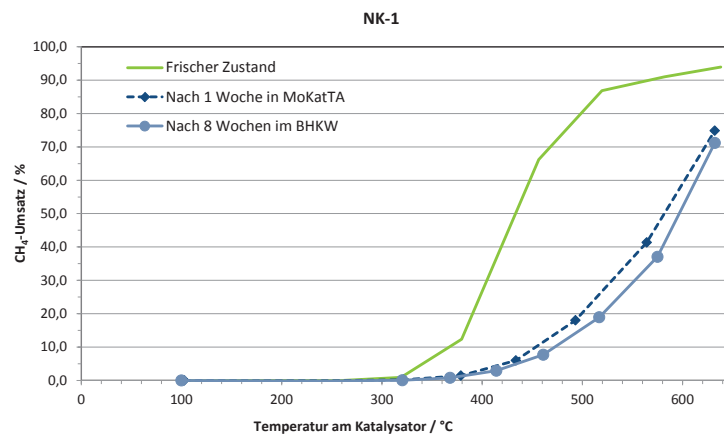
Durch den Projektpartner Heraeus wurde beim Katalysatorscreening für bestimmte Katalysatoren ein interessanter Schutzeffekt in Bezug auf die Methanoxidationsaktivität festgestellt. Es wurde in Folge untersucht, ob sich dieser Effekt durch die Anwendung eines Katalysatorsystems, d.h. einer Kombination unterschiedlicher Katalysatoren auch unter realen Bedingungen nutzen lässt.

Ein vorgeschalteter Katalysator sollte mit Abgaskomponenten wie potenziellen Katalysatorgiften im BHKW-Abgas interagieren, um den eigentlichen Hauptkatalysator zu schützen und so dessen Standzeit zu erhöhen.

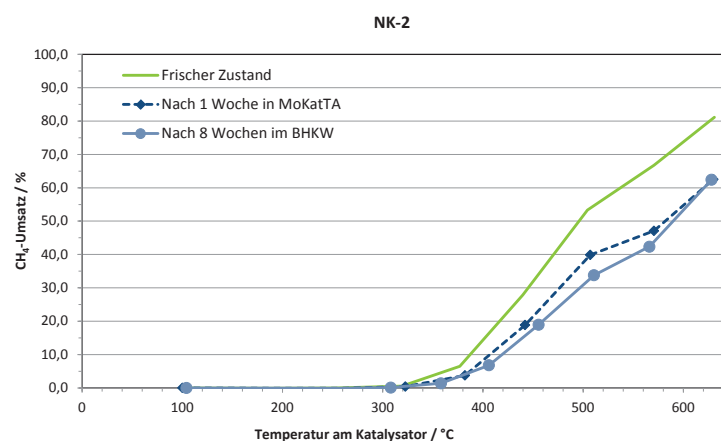
Der Vergleich von Alterungsuntersuchungen mit und ohne Vorkatalysatoren zeigte dessen positiven Einfluss auf die Alterungsanfälligkeit der Hauptkatalysatoren. Tabelle 2 zeigt beispielhaft die Alterungsergebnisse für eine entsprechende Katalysatorkombination.

**Tabelle 2: Auflistung der Konzentrationen von CH<sub>4</sub>, HCHO und CO vor und nach einer in die MoKatTA eingebauten Katalysatorprobenkörperkombination, sowie die daraus errechneten Umsätze für diese Abgaskomponenten**

Frisch	CH <sub>4</sub>	HCHO	CO
Messung vor Kat bei 460 °C	1487ppm	57 ppm	402 ppm
Messung nach Kat bei 460 °C	524 ppm	0 ppm	0 ppm
Umsatz	65 %	100 %	100 %
1 Woche gealtert	CH <sub>4</sub>	HCHO	CO
Messung vor Kat bei 460 °C	1579 ppm	57 ppm	382 ppm
Messung nach Kat bei 460 °C	1251 ppm	0 ppm	0 ppm
Umsatz	21 %	100 %	100 %



**Abbildung 5: Diagramm zur Darstellung des Vergleichs der Temperatur-Umsatzkurven (Methanumsatz) eines neuentwickelten Katalysators (NK-1) im frischen und gealtertem Zustand**



**Abbildung 6: Diagramm zur Darstellung des Vergleichs der Temperatur-Umsatzkurven (Methanumsatz) eines neuentwickelten Katalysators (NK-2) im frischen und gealtertem Zustand**



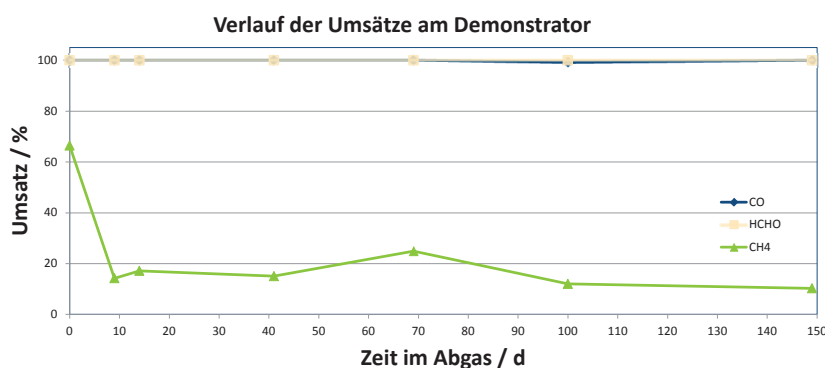


Abbildung 7: Diagramm zur Darstellung des Verlaufs der am Demonstrator erzielten Umsätze von CH<sub>4</sub>, CO und HCHO über einen Zeitraum von 150 Tagen im Abgasstrom eines BHKW

### Alterungsuntersuchungen am großen Demonstrator

Zum Ende der Projektlaufzeit stand ein großer Demonstrator zur Verfügung, welcher in ein BHKW des Projektpartners CES eingebaut und dessen Alterungsverhalten über einen längeren Zeitraum verfolgt werden konnte.

Der Demonstrator zeigte zu Beginn eine sehr schnelle Abnahme der CH<sub>4</sub>-Umsatzraten und im Anschluss daran ein weiteres langsames Altern auf niedrigem Niveau. So betrug der CH<sub>4</sub>-Umsatz nach 150 Tagen etwa noch 10 %. Der Verlauf der am Demonstrator erzielten Umsätze von CH<sub>4</sub>, CO und HCHO während der Alterung im Abgasstrom des BHKW ist in Abbildung 7 gezeigt.

Bemerkenswert war aber, dass im gleichen Betriebszeitraum am Demonstrator immer noch nahezu 100 % an CO und Formaldehyd umgesetzt wurden. Auch über den Projektzeitraum wurde der Demonstrator im Praxisbetrieb in dem BHKW belassen, um weitere Erkenntnisse über die Alterungsstabilität insbesondere bezüglich der beiden Schadstoffe Formaldehyd und Kohlenstoffmonoxid zu sammeln. Aus den Ergebnissen, welche bis zum Projektende erhalten werden konnten, ging jedoch klar hervor, dass in Bezug auf die CH<sub>4</sub>-Alterungsstabilität, weiterhin erheblicher Forschungsbedarf besteht.

### Katalysatordeaktivierung

Alle in das Realabgas überführten Katalysatorvarianten zeigten im frischen Zustand eine vielversprechend hohe Aktivität bezüglich der Umsetzung von Methan auch bei niedrigen Abgastemperaturen. Trotz der vorgenommenen Optimierungen waren jedoch auch diese einer deutlichen Alterung im realen Abgas unterworfen. Die Ursachen der Katalysatordeaktivierung sind nach wie vor nicht vollständig aufgeklärt. Eine detaillierte Untersuchung der Desaktivierungsmechanismen ist Gegenstand aktueller Forschung und soll auch hieraus weitergehend beleuchtet werden. Über rein katalytische Lösungen hinaus muss auch das Zusammenspiel motorischer und katalytischer Maßnahmen in den Fokus von Folgeprojekten gerückt werden.

### Herausforderungen

Besonders zeitaufwändig waren die Untersuchungen zum Scale-up der Materialien bzw. zur Aufbringung, der im Hochdurchsatzscreening als sehr vielversprechend identifizierten Materialien auf eine geeignete Trägerstruktur. Hierbei war besonders das Alterungsverhalten für die Eignung in einem späteren realen System von zentralem Interesse. Trotz der erzielten Verbesserungen und den über den Projektverlauf identifizierten Effekten zur Katalysatoroptimierung zeigen die Ergebnisse, welche bis zum Projektende generiert wurden, dass im Hinblick auf die CH<sub>4</sub>-Alterungsstabilität, weiterer Forschungsbedarf besteht.

### Weitere Informationen

Endbericht: [https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/vorhaben/liste-aller-vorhaben/projects/03kb052a\\_remisbio.html](https://www.energetische-biomassenutzung.de/de/vorhaben/liste-aller-vorhaben/projects/03kb052a_remisbio.html)

# Mini-Bio-KWK



© Spanner Re

Ziel des Projekts „Mini-Bio-KWK“ war die Überführung eines Prototyps zur dezentralen Vergasung von Restholzpellets für die Bereitstellung von Strom und Wärme in die Serienreife. Aufgrund seiner Leistung soll dieser Biomassevergaser in Wohnobjekten und im Kleingewerbe eingesetzt werden. Die Basis des Vorhabens bildete eine Pilotanlage der Firma Spanner Re<sup>2</sup> GmbH zur Vergasung von Holzpellets.

## Themenschwerpunkte

- Dezentrale Biomassevergasung
- Wettbewerb mit Heizsystemen
- Anlagenverfügbarkeit
- Verfahrenstechnische Optimierung
- Energie- und Massenbilanzen
- Emissionsprofile
- Brennstoffkonfektionierung, Restbiomassen,
- Stromeigennutzung
- Kraft-Wärme-Kopplung

<b>FKZ-Nr.</b>	03KB076
<b>Laufzeit</b>	15.10.2012 - 31.03.2015
<b>Zuwendungssumme</b>	224.691 €
<b>Koordination<sup>1</sup></b>	Spanner Re <sup>2</sup> Niederfeldstraße 38 84088 Neufahrn i. NB www.holz-kraft.de
<b>Partner<sup>2</sup></b>	Lehr- und Forschungsgebiet Technologie der Energierohstoffe (TEER) RWTH Aachen Wüllnerstraße 2 52062 Aachen www.teer.rwth-aachen.de
<b>Kontakt</b>	Thomas Bleul Telefon: +49 (0)8773 70798-282 E-Mail: info@holz-kraft.de

# Mini-Bio-KWK – Überführung eines Prototyps zur dezentralen Vergasung von Restholzpellets in die Serienreife

## Zusammenfassung

Ziel des Projekts „Mini-Bio-KWK“ war die Überführung eines Prototyps zur dezentralen Vergasung von Restholzpellets für die Bereitstellung von Strom und Wärme in die Serienreife. Die vollautomatisierte Anlage tritt in den Wettbewerb mit fossil oder biogen befeuerten Heizsystemen. Das Konzept Mini-Bio-KWK ist auf die Eigennutzung des erzeugten Stroms bzw. der erzeugten Wärme gemäß Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz ausgelegt.

Die Basis des Vorhabens bildete eine Pilotanlage der Firma Spanner Re<sup>2</sup> GmbH zur Vergasung von Holzpellets. Der Wettbewerb der Anlage stellte zwei übergeordnete Anforderungen an den Anlagenbetrieb: Auf verfahrenstechnischer Seite ist eine hohe Anlagenverfügbarkeit bei gleichzeitig niedrigem Wartungsaufwand anzustreben. Auf wirtschaftlicher Ebene sind die Brennstoffkosten entscheidend für die Marktfähigkeit der Technik.

Um die geforderte Verfügbarkeit erreichen zu können, wurden sowohl die Verfahrenstechnik als auch die Prozessleittechnik der Anlage überarbeitet und optimiert. Zu Projektende wurde die Vergasungsanlage an ein BHKW gekoppelt betrieben. Hierbei konnte die motorische Gasnutzung im vollautomatisierten Betrieb erfolgreich demonstriert werden. Zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit wurden Brennstoffpellets aus Restbiomassen konfektioniert und in der Versuchsanlage eingesetzt.

## Methodik/Maßnahmen

- Prozessoptimierung (Anpassen der Prozessleittechnik, Verfahrenstechnische Optimierung, Modellierung des Vergasungsprozesses)
- Bestimmen des Betriebsverhaltens (Leistungsbereich, Verhalten im Dauerbetrieb, Betrieb in Kraft-Wärme-Kopplung)
- Brennstoffkonfektionierung aus Restbiomassen (Definition der Anforderungen an den Brennstoff, Brennstoffaufbereitung, Brennstoffnutzung im KWK-Prozess)
- Wirtschaftlichkeitsbetrachtung
- Betrachtung der Klimawirksamkeit

## Ergebnisse

### Entwicklung/Optimierung von:

- Verfahren
- Marktreife Lösungen
- Anlagenteilen
- Modellen

### Prozessoptimierung

Infolge einer Optimierung der Steuerungssoftware gelang es, die Anlage über längere Zeiträume zu betreiben. Die fortschreitende Anlagengesamtlaufzeit ermöglichte eine Charakterisierung des Betriebsverhaltens der Einzelaggregate und des Gesamtprozesses. Die gewonnenen Betriebserfahrungen flossen in die verfahrenstechnische Optimierung der Einzelag-



**Thomas Bleul**  
(Projektkoordinator):

Von Vorteil ist die niedrige Leistung des Konzeptes Mini-Bio-KWK (15 kW<sub>el</sub>/30 kW<sub>th</sub>). So können Kosten gespart und der wirtschaftliche Betrieb der Anlagen grundsätzlich erreicht werden.

## Summary

The “Mini-Bio-CHP” projects aim was transferring a gasifier for decentralized conversion of waste wood through to production maturity. The fully automated system competes with fossil and biogenous fueled heating systems. Mini-Bio-PHC is conceptually designed to be run economically in self-use of the generated power and heat in accordance with the combined heat and power law.

The foundation for this undertaking is a pilot plant provided by Spanner Re<sup>2</sup> Ltd. for gasification of wood pellets. The competition provides two superordinated requisitions for the systems operation: On the side of process engineering, high operational availability and low maintenance requirements are aimed for, while on the economic side the fuel costs are decisive for marketability. To ensure the demanded availability, process engineering and process control engineering both were revised and optimized. By the end of the project, the prototype was coupled to a CHP unit. This allowed demonstration of gas usage in an engine while the prototype ran fully automated.

In order to improve the economic efficiency, fuel pellets from residual biomass were made ready and used in the prototype.

gregate ein. Auf diese Weise konnten sowohl Stabilität als auch die Qualität des Anlagenbetriebs erhöht werden.

### Bestimmen des Betriebsverhaltens

Nach der Prozessoptimierung wurden sämtliche Stoff- und Energieströme im Prozess über einen repräsentativen Zeitraum methodisch erfasst. Daraufhin fand Charakterisierung des Betriebsverhaltens statt. Die Leistung des BHKW Betrug bis zu 16,1 kW. Der elektrische sowie der thermische Wirkungsgrad von 22,7 % bzw. 45,8 % liegen im Bereich der Hack-schnitzelvergasungsanlagen der Firma Spanner Re<sup>2</sup>. Das Emissionsverhalten der Anlagen entspricht dem Stand der Technik für Anlagen dieser Bauart.

### Brennstoffkonfektionierung

Für die Brennstoffherstellung wurden die drei Fraktionen

- Zerkleinerte Wurzelstöcke mit Stammholz
- Holziges Material aus dem Garten- und Landschaftsbau sowie
- Vorgerottetes holziges Material aus dem Garten- und Landschaftsbau

zu Restholzpellets aufbereitet. Der Einsatz der Restbiomassen hatte keine signifikanten Auswirkungen auf den Prozess. Sämtliche Anlagenparameter (Temperatur- und Druckniveaus bzw. -verläufe) lagen im Normbereich. Das Konversionsverhalten dieser Pellets entsprach nahezu dem Verhalten von Normpellets. Bei der Vergasung der Wurzelstöcke traten im Ansatz auf Ascheschmelzphänomene auf, die aber ebenfalls im Bereich des Normalbetriebs lagen.

### Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Anlage wurde auf Basis des Entwurfs zum Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz 2016 (KWKG) berechnet. Durch den Erlös aus der Eigennutzung des Erzeugten Stroms bzw. der erzeugten Wärme sowie durch den Verkauf des überschüssigen Stroms nach KWKG ergibt sich ein Ertrag von ca. 34.000 € in 20 Jahren.

### Betrachtung der Klimawirksamkeit

Die Klimaschutzwirkung der Technik ergibt sich durch einen Vergleich der spezifischen Emissionen bei der Energiebereitstellung durch das Szenario Mini-Bio-KWK mit den Emissionen, die bei der Bereitstellung derselben Energiemenge durch alternative Szenarien entstünden. Als Alternativen wurden das Szenario “Holzhackschnitzel” (HHS) sowie das Szenario „Heizöl“ betrachtet. In beiden Szenarien wird die thermische Energie aus Holzhackschnitzeln bzw. aus Heizöl bereitgestellt und die elektrische Energie aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen. Durch die Realisierung des Konzeptes MiniBioKWK würde über einen Zeitraum von 20 Jahren je Anlage eine Treibhausgasreduktion von ca. 1.000 t CO<sub>2</sub>-Äquivalent



Abbildung 1: BHKW und Holvergasereinheit der größeren Modelle HKA 30 / HKA 45

gegenüber dem Szenario „Holzhackschnitzel“ bzw. von ca. 2.800 t CO<sub>2</sub>-Äquivalent gegenüber dem Szenario Heizöl erreicht.

### Herausforderungen

#### Wirtschaftlich

Seit dem Jahr 2014 stellt die verringerte Stromeinspeisungsvergütung, welche sich durch die Modifikation des EEG ergibt, eine Herausforderung an die Wirtschaftlichkeit von Biomassevergasungsanlagen dar. Dies hat eine veränderte Marktsituation zu Folge.

#### Technisch

Zur Vorplanung konstruktiver Optimierungsmaßnahmen am Vergasungsreaktor sollten anhand eines theoretischen Modells die Einflüsse veränderter Reaktorbedingungen auf den Prozess prognostiziert werden. Hierzu wurde mit Hilfe der CFD-Software ANSYS Fluent ein numerisches Modell des Verga-

sungsreaktors erstellt. Trotz aufwändiger Vorversuche zur örtlich aufgelösten Charakterisierung des Brennstoffbetts konnten die Brennstoffbetteigenschaften nur eindimensional betrachtet und im Reaktorlängsschnitt abgebildet werden. Veränderungen in radialer Richtung wurden nicht erfasst. Dieses Phänomen betrifft neben der Korngröße die Porosität in den Randzonen gegenüber der Kernschüttung. Die Ergebnisse ergeben damit nur eine Abschätzung und kein exaktes Bild der Bettbedingungen. Eine iterative, modellgestützte Verbesserung der Reaktorgeometrie konnte dem entsprechend nicht weiter verfolgt werden.

#### Ausblick

Im Projekt konnte gezeigt werden, dass bei Anpassung des untersuchten Verfahrens auch Holzpellets als Brennstoff verwendet werden können. Perspektivisch besteht somit die Möglichkeit, die Technik im urbanen Raum mit großem Potential zur Kraft-Wärme-Kopplung bietet.

# IbeKET



© Uwe Waaschal / pixelio.de

Die Inhalte des Projektes IbeKET zielten in ihrer Auslegung zum einen auf definierte konzeptionelle Ziele ab, die im Wesentlichen die Erstellung eines standortbezogenen, exemplarischen und übertragbaren Konzeptes zur Beschaffung, Aufbereitung und energetischen Nutzung wenig bis gar nicht genutzter Biomassen (Laub, Gras, Gewässerpflegematerial) sowie die spätere praktische Umsetzung (nicht Bestandteil des Förderprojektes) umfassten. Andererseits sind in technischer Hinsicht vor allem die angestrebte Verzahnung einzelner anzupassender Verfahrensschritte (Aufbereitung und Nutzung) mit ggf. notwendiger Modifizierung der Anlagentechnik, die Herstellung eines definierten Brennstoffes gemäß DIN EN ISO 17225-6 und das damit einhergehende Brennstoffdesign/-rezeptur für eine Verwertung in Kleinfeuerungsanlagen und in der Vergasung zu benennen.

<b>FKZ-Nr.</b>	03KB088
<b>Laufzeit</b>	15.09.2013-31.01.2016
<b>Zuwendungssumme</b>	360.947 €
<b>Koordination<sup>1</sup></b>	ttz Bremerhaven Fischkai 1, 27572 Bremerhaven <a href="http://www.ttz-bremerhaven.de">www.ttz-bremerhaven.de</a>
<b>Partner<sup>2</sup></b>	DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig <a href="http://www.dbfz.de">www.dbfz.de</a>
<b>Partner<sup>3</sup></b>	florafuel AG Stahlgruberring 7a, 81829 München <a href="http://www.florafuel.de">www.florafuel.de</a>
<b>Partner<sup>4</sup></b>	Holzenergie Wegscheid GmbH Hauptstraße 31, 94164 Sonnen <a href="http://www.holzenergie-wegscheid.de">www.holzenergie-wegscheid.de</a>
<b>Partner<sup>5</sup></b>	LUTRA GmbH Hafenstraße 18, 15711 Königs Wusterhausen <a href="http://www.hafenkw.de">www.hafenkw.de</a>
<b>Kontakt</b>	Andreas Schonhoff Telefon: +49 (0)471 809 34 152 E-Mail: <a href="mailto:aschonhoff@ttz-bremerhaven.de">aschonhoff@ttz-bremerhaven.de</a>

# Innovatives bedarfsangepasstes Kommunal-Energieträger-Konzept

## Themenschwerpunkte

- Nicht holzartige Biomasse, feuchte Biomasse, Laub, Gras, Gewässerpflegematerial, florafuel-Verfahren
- Kleinfeuerungsanlage, Verbrennung, Vergasung, 1. BImSchV,
- Pellets, Pelletierung, Regelbrennstoff, DIN EN ISO 17225-6, DIN EN 14691-6, Nr.-8-Brennstoff, Nr.-13-Brennstoff
- Übertragbares Konzept, Ende der Abfalleigenschaft

## Zusammenfassung

Stoffströme wie bspw. Laub und Gras bieten ein großes energetisches Nutzungspotenzial und müssen aufgrund nachteiliger chemischer und physikalisch-mechanischer Eigenschaften (Aschegehalt, Kalium, Chlor etc.) aufbereitet werden, um rechts- und normkonform in Verbrennungs- oder Vergasungsanlagen genutzt werden zu können. Im Projekt IbeKET (FKZ 03 KB088) wurden die Optionen der Aufbereitung, die Brennstoffeigenschaften sowie das Verhalten der o.g. Materialien in Kleinfeuerungsanlagen (u. Vergasungsanlagen) untersucht. Darüber hinaus wurden Szenarien zur Verwertung und Nutzung (Logistikketten, Potenziale, Wirtschaftlichkeit, rechtlicher Rahmen etc.) entwickelt. Ergebnisse des Vorhabens spiegeln wieder, dass durch Aufbereitung die Einhaltung normativer (v.a. DIN EN ISO 17225-6) und rechtlicher (v. a. 1. BImSchV) Vorgaben möglich ist. Die Verbesserung Brennstoff-spezifischer Parameter und die Einsetzbarkeit produzierter Pellets konnten nachgewiesen werden. Verbrennungsversuche zeigten keine wesentlichen Nachteile gegenüber konventionellen Brennstoffen, in Bezug auf die Vergasung ist weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf notwendig. Die konzeptionelle Beleuchtung entwickelter Szenarien ergab, dass nach derzeitigen Rahmenbedingungen eine wirtschaftliche Umsetzung grundsätzlich möglich ist.

## Methodik/Maßnahmen

- Analyse und Bewertung chemischer Parameter berücksichtigter Stoffströme (Inputmaterial, aufbereitetes Material aus Aufbereitungsverfahren und Handwäsche) nach Standardverfahren; Vergleich mit Parametergrenzwerten der DIN EN ISO 17225-6
- Berücksichtigung unterschiedlicher Herkunft (geografisch und flächenspezifisch) der jeweiligen Stoffströme
- Analyse und Bewertung des Lagerverhaltens der unbehandelten Inputmaterialien (Liegen Änderungen durch silierte/verdichtete Lagerung im Zeitraum von 0 – 11 Monate vor?)
- Analyse und Auswertung der physikalischen Parameter berücksichtigter Stoffströme (aufbereitet/pelletiert) nach Standardverfahren gemäß DIN EN ISO 17225-6 zur Bewertung der Pelletqualität (100 % und Mischung)
- Durchführung von Verbrennungsversuchen gemäß 1. BImSchV (Kriterien der Typprüfung) und Vergasungsversuchen mit unterschiedlichen Materialien in aufbereiteter Form (Pellets, Briketts)
- Analyse und Auswertung des Brennstoffverhaltens in der Verbrennung und Vergasung (Ascheschmelzverhalten etc.)



**Andreas Schonhof**  
(Projektkoordinator):

Das Projekt IbeKET belegt mit seinen Ergebnissen, dass der optimierte und schadlose Einsatz bisher wenig genutzter Rest- und Abfallstoffe wie Laub und Gras rechts- und normkonform realisierbar ist und die

technischen Rahmenbedingungen für die energetische Nutzung über den Pfad der Kleinfeuerungsanlagen bereits vorliegen. Für die weitere Umsetzung sind jedoch auch Akteure auf der politischen und unternehmerischen Seite gefragt, die mit Hilfe eines innovativen Verfahrens sinnvolle Verwertungswege gehen wollen.

## Summary

Mass flows like leaves and grass offer a large potential for energy use. For the utilisation in combustion or gasification systems these materials need to be treated due to disadvantageous chemical and mechanophysical properties (ash content, potassium, chlorine, etc.). The project IbeKET (FKZ 03 KB088) investigated the possibilities of treatment, the fuel properties and the behavior of the materials in small heating systems (according to 1. BImSchV) and gasifiers. In addition, scenarios for recovery and utilization (logistics chains, potential, economy, etc.) have been developed. Furthermore, legal and normative aspects were analyzed. Results of the project show that treatment leads to compliance with normative and legal specifications (DIN EN ISO 17225-6). Improved fuel-specific parameters and the usability of pellets could be verified. Combustion tests haven't shown significant disadvantages compared to conventional fuels. Regarding the gasification it could be stated that further research and development is necessary. The conceptual analysis of developed scenarios has shown that (according to current conditions) an principally economical realisation is possible.

- Analyse und Auswertung der Emissionen gemäß 1. BImSchV (Feinstaub,  $\text{NO}_x$ , CO etc.)
- Analyse und Auswertung der technischen und ökonomischen Biomassepotenziale in definiertem Einzugsgebiet
- Szenarienentwicklung und-betrachtung zur Realisierung einer Verwertung und Nutzung (Contracting, Eigennutzung etc.) feuchter Biomassen unter Berücksichtigung logistischer Erfordernisse, der Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit (rechtlich, genehmigungstechnisch)

## Ergebnisse

### Entwicklung/Optimierung von:

- Verfahren
- Marktreife Lösungen
- Pilotanlage
- Demonstrationsanlage
- Szenarien

### Aufbereitungstechnik

Während der Projektphase wurde das Aufbereitungsverfahren verschiedentlich modifiziert, sodass eine optimierte Produktion der Pellets gegeben ist. Eine effizientere Entwässerung, verbesserte Zuführungen des Materials zu Zerkleinerungsstufen und eine Additivzufuhr ermöglichen nun den kontinuierlichen

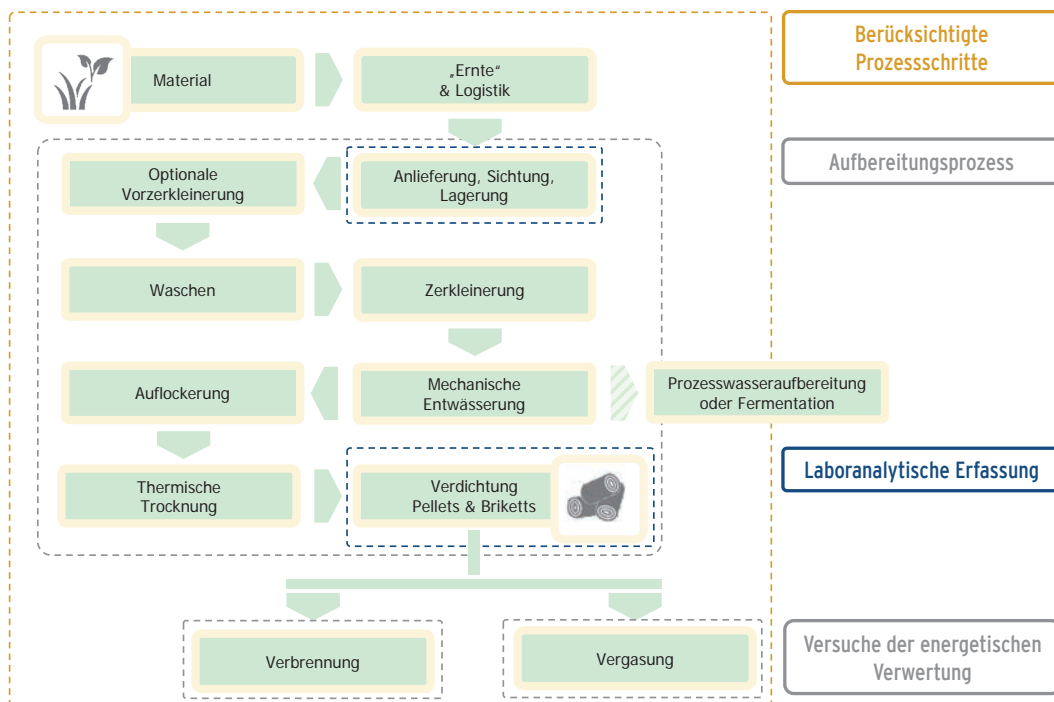


Abbildung 1: Darstellung des gesamten betrachteten Prozesses mit den Schritten vom Materialanfall bis zur energetischen Nutzung [Quelle: ttz Bremerhaven]



Betrieb und steigern die Produktqualität. Insgesamt konnte eine Steigerung des Anlagendurchsatzes um etwa 20 % erreicht werden. Abbildung 1 zeigt neben den Komponenten des Aufbereitungsprozesses auch die gesamte berücksichtigte Prozesskette.

### Gesamtkonzept

Anhand einer exemplarischen Standortbetrachtung konnte nachgewiesen werden, dass die entwickelte Logistik-, Aufbereitungs- und Nutzungskonzeption

in einem wirtschaftlichen Betrieb umsetzbar ist. Mit Blick auf die methodische Vorgehensweise ist von einer Übertragbarkeit des Konzeptes auf andere Regionen auszugehen, ist aufgrund der Abhängigkeit von der jeweiligen regionalen tatsächlich verfügbaren Biomasse und den jeweiligen Rahmenbedingungen (rechtliche und wirtschaftliche Aspekte) jeweils eine Neubetrachtung vorzunehmen. Bei einer angenommenen Produktionsmenge von ca. 7.000 Mg/a Pellets können nach Abzug der energetischen Aufwendungen

**Tabelle 1: Zusammenfassende Darstellung normativer Parameter und deren Grenzwerten nach DIN EN 14961-6 - Tab 2 und DIN EN ISO 17225-6 - Tab 1 im Vergleich zu exemplarischen Werten der Untersuchungen aufbereiteter Materialien aus ungelagertem Frischmaterial (Laub, Gras) sowie durchschnittlicher Verbesserungen bei allen Chargen, Quelle: ttz Bremerhaven/Daten DBFZ**

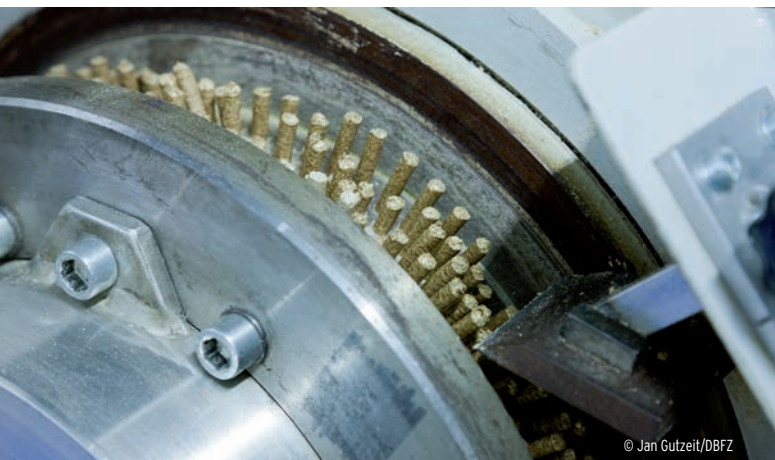
Eigenschaft	Einheit	Grenzwerte nach DIN EN 14961-6* - Klasse A -	Grenzwerte nach DIN EN 14961-6* - Klasse B -	unbehandelt		aufbereitet		Relative Änderung (Ø alle Chargen)	Relative Änderung (Ø alle Chargen)
				Laub 1	Gras 1	Laub 1	Gras 1		
Herkunft / Bezeichnung	[-]	° halgutartige Biomasse ° Biomasse von Früchten ° Aquatische Biomasse ° definierte und undefinierte Mischungen	° halmgutartige Biomasse ° Biomasse von Früchten ° Aquatische Biomasse ° definierte u. undefinierte Mischungen	Laub 1	Gras 1	Laub 1	Gras 1	Laubproben	Grasproben
<i>normativ</i>									
Wassergehalt M	[% <sub>Masse</sub> ]	≤ 12	≤ 15	72,1	-	10,8	8,67	-89,45	-
Aschegehalt A (550 °C)	[% <sub>Masse</sub> ]	≤ 5 / ≤ 6	≤ 10 / ≤ 10	26,7	19,1	9,33	8,05	-70,51	-54,71
Aschegehalt A (815 °C)				20,3	17,7	7,24	7,01	-61,70	-57,10
Feingut F	[% <sub>Masse</sub> ]	≤ 2,0	≤ 3,0						
Schüttdichte BD	[kg/m <sup>3</sup> ]	≥ 600	≥ 600			638,4	665,8		
Mechanische Festigkeit DU	[% <sub>Masse</sub> ]	≥ 97,5	≥ 96,0			98,3	99,2		
Heizwert Hi	[MJ/kg]	≥ 14,1 / ≥ 14,5	≥ 13,2 / ≥ 14,5	14,71	16,65	18,07	18,36	33,38	6,57
Stickstoff, N	[% <sub>Masse</sub> ]	≤ 1,5	≤ 2,0	0,82	2,00	0,84	1,43	0,00	-50,07
Schwefel, S	[% <sub>Masse</sub> ]	≤ 0,20 / ≤ 0,20	≤ 0,20 / ≤ 0,30	0,14	0,24	0,09	0,14	-28,89	-45,27
Chlor, Cl	[% <sub>Masse</sub> ]	≤ 0,20 / ≤ 0,10	≤ 0,30 / ≤ 0,30	0,09	0,33	0,00	0,02	-94,67	-95,66
Arsen, As	[mg/kg TS]	≤ 1	≤ 1	0,66	0,59	0,27	0,14	-48,03	-68,53
Cadmium, Cd	[mg/kg TS]	≤ 0,5	≤ 0,5	0,37	0,19	0,21	0,12	-39,33	-29,35
Chrom, Cr	[mg/kg TS]	≤ 50	≤ 50	48,00	295,00	5,50	5,64	-70,71	-96,20
Kupfer, Cu	[mg/kg TS]	≤ 20	≤ 20	16,60	21,10	9,95	8,77	-42,19	-46,29
Blei, Pb	[mg/kg TS]	≤ 10	≤ 10	4,67	7,90	-	4,48		-10,95
Quecksilber, Hg	[mg/kg TS]	≤ 0,1	≤ 0,1	0,075	0,034	0,069	0,018	-7,27	-18,03
Nickel, Ni	[mg/kg TS]	≤ 10	≤ 10	34,7	142	3,34	2,21	-79,98	-97,11
Zink, Zn	[mg/kg TS]	≤ 100	≤ 100	123	70,3	95,7	-	-8,58	

\* Grenzwerte entsprechen ebenfalls denen der DIN EN ISO 17225-6 Tabelle 1, Abweichungen sind grau aufgeführt

für die Aufbereitung (und Transport etc.) in etwa 1,3 – 2,9 Mio. m<sup>3</sup> Erdgas oder 1,2 – 2,4 Mio. L Erdöl ersetzt werden.

### Brennstoffcharakterisierung

Die laboranalytische Untersuchung der frisch angelieferten, gelagerten sowie aufbereiteten und pelletierten Stoffe (Laub, Gras) verdeutlichte bei allen 31 untersuchten Chargen, dass unabhängig von der Herkunft (sechs Quellen), Parameterverbesserungen bis zu 95 % erreicht werden können. Als „problematische Parameter“ stellten sich bei den Inputstoffen je nach Material Aschegehalt, Heizwert, Cl, Cr, N, Ni oder Zn dar (Abweichung vom Grenzwert bis 1.000 %). Eine Darstellung exemplarischer Werte von unbehandeltem und aufbereitetem (ungelagertem) Inputma-



© Jan Gutzeit/DBFZ

Abbildung 2: Kompaktierung



Abbildung 3: Am DBFZ hergestellte Graspellets

terial sowie Werte zur relativen durchschnittlichen Verbesserung bei allen untersuchten Chargen ist mit der nachfolgenden Tabelle 1 gegeben. Ein Vergleich der Grenzwerte aus DIN EN ISO 17225-6 und weiteren relevanten normativen Vorgaben zeigt, dass chemische und physikalisch-mechanische Rahmenbedingungen eingehalten werden. Aufgrund der Lagerung der Materialien zeigten sich keine signifikanten Änderungen. Im Allgemeinen lässt sich feststellen, dass Grenzwertabweichungen bei Gras quantitativ wesentlich ausgeprägter sind. In Hinsicht auf das Verbrennungsverhalten wurden zur nachträglichen Einordnung und zum Vergleich Brennstoffindizes herangezogen.

### Verbrennungs- und Vergasungsversuche

Mit Hilfe konventioneller und am Markt verfügbarer Feuerungs- und (bedingt notwendiger) Filtertechnik (elektrostatischer Abscheider) konnte nachgewiesen werden, dass der Einsatz der produzierten Brennstoffe in Kleinfeuerungsanlagen möglich ist. Bei den Emissionsmessungen zeigte sich, dass die Mehrzahl relevanter Parameter eingehalten werden, lediglich die NO<sub>x</sub>- und Feinstaubemissionen überschritten z. T. die jeweiligen Grenzwerte. Diese können jedoch durch Filtertechnik (bei Gras) und entsprechende Anpassung von Anlagenparametern ebenso eingehalten werden. Als maßgeblich wurden die Grenzwerte der 1. BImSchV angesehen, da es sich um Feuerungsanlagen < 100 kW handelt und sich Graspellets grundsätzlich als sog. Nr.-8- und Laubpellets als sog. Nr.-13-Brennstoff (Regelbrennstoff nach 1. BImSchV) einordnen lassen.

Vergasungsversuche mit Briketts in einer marktverfügbaren und im Regelbetrieb befindlichen Holzvergaseranlage zeigten, dass es nach einiger Zeit zu Störungen während des Prozesses kam, wobei additivierte und nicht additivierte Grasbriketts sich vorteilhafter darstellten. Hinsichtlich der angestrebten Leistungsbereiche konnte für Graspellets gezeigt werden, dass diese erreichbar sind. Ausgehend von den bisherigen Ergebnissen lassen sich unterschiedliche Ansatzpunkte für weitergehende Untersuchungen ausmachen (bspw. Variation Anlagenparameter u. Fahrweise, alternative Additive, Ausweitung Analysenumfang etc.).

## Herausforderungen

Herausforderungen, die sich im Kontext des Vorhabens ergaben waren zum einen die Themen „Ende der Abfalleigenschaft“ im Sinne von §5 KrWG und der damit einhergehende Produktstatus. Die genutzten Materialien sind vor der Aufbereitung als Abfall gemäß EAK (AS 20 02 01) klassifiziert. In technischer Hinsicht stellten vor allem die Vergasungsversuche und dabei auftretende Störungen Herausforderungen für die Projektpartner dar und konnten im Verlauf des Projektes aus Gründen des begrenzten Zeit- und Finanzbudgets nicht abschließend geklärt werden. Für den schadfreien Einsatz in Kleinfeuerungsanlagen gemäß 1. BImSchV stellten sich die Parameter  $\text{NO}_x$  (bei Gras) und Feinstaub (bei Laub und Gras) zunächst als Grenzwert-überschreitend dar. Durch den Einsatz entsprechender Filtertechnik konnte das Hemmnis Feinstaub jedoch beseitigt werden, die Anpassung von Anlagenparametern zur Verringerung der  $\text{NO}_x$ -Emissionen bei Grasmaterialien wäre in weiterführenden Untersuchungen im Zusammenhang mit der damit einhergehenden Erhöhung von CO-Emissionen zu prüfen.

## Ausblick

Im Projekt IbeKET konnte nachgewiesen werden, dass die berücksichtigten Brennstoffe nutz- und einsetzbar sind. Eine Nutzung von Additiven oder die Herstellung von Mischbrennstoffen stellten sich als

nicht erforderlich dar. Vor allem der Verwertungspfad Kleinfeuerungsanlagen gilt somit grundsätzlich als möglicher Absatzmarkt, während der Pfad der Vergasungsanlagen im Projektkontext nur bedingt realisierbar erscheint bzw. die Nutzbarkeit in weiteren Untersuchungen nachgewiesen werden muss. Jedoch lässt sich, wie das erarbeitete Gesamtkonzept exemplarisch zeigt, auch auf Basis der bisherigen Ergebnisse eine konzeptionelle Nutzung der im Projekt kombinierten Komponenten (florafuel-Anlage, Kleinfeuerungsanlagen) darstellen. Die praktische Umsetzung eines der erarbeiteten Szenarien steht weiterhin zur Diskussion. Als Ansatzpunkte weiterführender Arbeiten sind neben der bereits erwähnten weiteren Untersuchung der Laub-/Graspellet-Anwendung in Vergasungsanlagen und der  $\text{NO}_x$ - und Feinstaub-Reduzierung u.a. Ansätze zur energetischen Optimierung des Aufbereitungsverfahrens identifiziert worden. Darüber hinaus ist im Rahmen einer Typprüfung die Zulässigkeit des Einsatzes der Brennstoffe „offiziell“ nachzuweisen. Der wesentliche Projektbestandteil der Aufbereitungstechnik erfährt auch konzeptunabhängig weiterhin eine Vermarktung. Im Zusammenhang mit der Verwertung der erarbeiteten Ergebnisse konnte festgestellt werden, dass die Nachfrage nach Informationen vor allem durch kommunale Vertreter entsteht, durch verschiedene Veröffentlichungen während und nach dem Projekt jedoch unterschiedlichste Zielgruppen aus Wissenschaft, Politik und Privatwirtschaft erreicht wurden.

## Weitere Informationen

- Schlussbericht, sobald veröffentlicht durch TIB Hannover
- Khalsa, J.; Döhling, F.; Berger, F. (2016): Foliage and Grass as Fuel Pellets – Small Scale Combustion of Washed and Mechanically Leached Biomass. In: Energies 2016, Bd. 9. Download verfügbar unter: <http://www.mdpi.com/1996-1073/9/5/361>
- Schonhoff, A. (2016): Untersuchungen zur Aufbereitung und Produktion von Energieträgern aus Laub und Gras für den Einsatz in Kleinfeuerungs- und Vergasungsanlagen. In: Tagungsband 10. Rostocker Bioenergieforum. Rostock: Universität Rostock - Agra- und Umweltwissenschaftliche Fakultät.

**Dazugehörige Präsentation verfügbar unter:**

<https://bioenergieforum.auf.uni-rostock.de/vortraege.aspx>

**Schlussbericht:** <https://www.tib.eu/suchen/id/TIBKAT:86949967X/>

Tino Barchmann<sup>1</sup>, Martin Dotzauer<sup>1</sup>, Marcus Trommler<sup>1</sup>, Steffi Matthischke<sup>1</sup>, André Brosowski<sup>1</sup>,  
Annette Keil<sup>2</sup>, Ulrich Gerigk<sup>2</sup>, Clemens Lange<sup>2</sup>, Kurt Kretschmer<sup>2</sup>

# RegioBalance



© Maren Bäßler / pixelio.de

Im Fokus des Vorhabens stehen Technologien zur Flexibilisierung für Biogasanlagen, die im Rahmen der Direktvermarktung (EEG 2012, EEG 2014) unter den Prämissen einer netzstützenden Betriebsweise zur bedarfsgerechten Stromerzeugung beitragen. Die flexible Fahrweise wird für typische Biogasanlagen simuliert und deren Auswirkungen auf fünf exemplarische Umspannungsbezirke auf der Verteilnetzebene technisch und wirtschaftlich evaluiert.

## Themenschwerpunkte

- Energiewende
- Netzdienliche Strombereitstellung aus Biogasanlagen
- Proaktives Einspeisemanagement
- Netzausbau
- Stromverteilernetze
- Mittelspannungsebene

<b>FKZ-Nr.</b>	03KB087
<b>Laufzeit</b>	01.08.2013 - 31.01.2016
<b>Zuwendungssumme</b>	346.132 €
<b>Koordination<sup>1</sup></b>	DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig <a href="http://www.dbfz.de">www.dbfz.de</a>
<b>Partner<sup>2</sup></b>	Energy2Market GmbH Weißenfelder Straße 84, 04229 Leipzig <a href="http://www.energy2market.de">www.energy2market.de</a>
<b>Partner<sup>3</sup> (Unterauftragnehmer)</b>	E.DIS AG Langewahler Straße 60, 15517 Fürstenwalde <a href="http://www.e-dis.de">www.e-dis.de</a>
<b>Partner<sup>4</sup> (Unterauftragnehmer)</b>	50Hertz Transmission GmbH Eichenstraße 3A, 12435 Berlin <a href="http://www.50hertz.com">www.50hertz.com</a>
<b>Partner<sup>5</sup> (Unterauftragnehmer)</b>	Uniper Technologies GmbH Alexander-von-Humboldt-Straße 1 45896 Gelsenkirchen <a href="http://www.uniper.energy">www.uniper.energy</a>
<b>Kontakt</b>	Tino Barchmann Telefon: +49 (0)341 2434 375 E-Mail: <a href="mailto:tino.barchmann@dbfz.de">tino.barchmann@dbfz.de</a>

# Bioenergie-Flexibilisierung als regionale Ausgleichsoption im deutschen Stromnetz

## Zusammenfassung

Das DBFZ untersuchte im Forschungsprojekt „RegioBalance“ am Beispiel flexibel betriebener Biogasanlagen, ob steuerbare Erzeugungsanlagen einen Beitrag zur Vermeidung oder Minderung von Netzausbaumaßnahmen in der Mittelspannungsebene leisten können und ob die intelligente Einbindung dieser Flexibilitätsoptionen im Vergleich zum herkömmlichem Netzausbau ökonomisch vorteilhaft ist. Dazu wurden insgesamt fünf Mittelspannungsumspannbezirke (20 kV) untersucht. Für diese fünf Netzbereiche wurden Szenarien berechnet, um aufzuzeigen, wie der Einsatz flexibler Bioenergieanlagen zukünftig netztechnisch zu bewerten ist und wie sich die resultierenden Kosten im Vergleich zum Einsparpotential für Netzausbaumaßnahmen bis zum Jahr 2025 ökonomisch darstellen. Dazu erfolgte die Entwicklung eines Bewertungsansatzes für einen Vergleich der Flexibilitätsoption „flexible Bioenergie mit paEinsMan“ gegenüber dem ausschließlichen Stromnetzausbau.

## Methodik/Maßnahmen

Die netztechnischen Auswirkungen der skizzierten netzdienlichen Fahrweise wurden im Rahmen des Projektes geprüft und ökonomisch quantifiziert. Die Arbeitshypothese war, dass im Vergleich zur bisherigen Fahrweise zusätzliche Kosten des „intelligenten“ proaktiven Einspeisemanagements (paEinsMan) auf Seiten der Biogasanlage durch Einsparungen auf Seiten des Netzbetreibers überkompensiert werden können und es somit volkswirtschaftlich vorteilhaft sein kann, diese Option dem Netzausbau vorzuziehen bzw. sie permanent ergänzend zum Netzausbau einzuplanen.

Die Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen für eine netzdienliche Fahrweise, d. h. die Erbringung einer definierten Flexibilitätsleistung wurde anhand einer netztechnischen Berechnung von Szenarien für reale Umspannungsbezirke der Mittelspannung (UW) analysiert. Dazu wurde ein Szenarienrahmen für die Jahre 2020 und 2025 entworfen, um entsprechende Vergleiche ziehen zu können.

Als Betrachtungsgegenstand für alle Berechnungen wurden Umspannungsbezirke der Mittelspannung (20 kV-Ebene) aus Nord- und Ostdeutschland ausgewählt. Durch die Berechnung verschiedener Szenarien für 2020 und 2025 wurde aufgezeigt, wie unterschiedlich sich der Einsatz flexibler Erzeuger auswirkt. In einem weiteren Schritt wurden Annahmen bezüglich der möglichen Flexibilisierungsgrade der in diesen Bezirken installierten Biogasanlagen getroffen. In den Szenarien wurden jeweils für dieselben Jahre einerseits flexible Biogasanlagen, die strompreisoptimiert einspeisen und andererseits Biogasanlagen bewertet, die zusätzlich zur Strompreisorientierung Netzrestriktionen bei der flexiblen Stromeinspeisung berücksichtigten. Zentraler Einflussfaktor auf die Netzbelastung ist dabei der Umstand, dass rein strompreisoptimierte Anlagen unter Umständen auch gleichzeitig zu Zeiten hoher Wind- und Solarstromerzeugung Strom ins Netz einspeisen und damit einen hohen Gleichzeitigkeitsfaktor für die installierte Erzeugungsleistung nach sich ziehen. Diese Phasen hoher gleichzeitiger Einspeisung sind ursächlich für hohe Netzbelastungen und damit für den Bedarf an zusätzlichem Netzausbau.



**Tino Barchmann**  
(Projektkoordinator):

Die Arbeitshypothese im Forschungsprojekt RegioBalance ist, dass der Einsatz des proaktiven Einspeisemanagements (paEinsMan) für flexible Biogasanlagen in Stromverteilernetzen

- a) eine netzentlastende Wirkung auf die Stromverteilernetze aufweist und dies
- b) im Zuge der Netzentwicklung zu Einsparungen im Vergleich gegenüber konventionellen Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen führen kann.

## Summary

In the research project "RegioBalance" the DBFZ examined if controllable and flexibly operated biogas plants can contribute to avoid or reduce the demand for medium voltage grid expansion and if those flexibility options are economically beneficial compared to solely conventional grid expansion. For this purpose, five medium voltage substation districts (20 kV) were investigated. Regarding those five power distribution grids, different scenarios were calculated to show how AD plants have to be evaluated grid-wise and to demonstrate how the resulting costs have to be interpreted economically as compared to grid expansion. Therefore, within the scope of a pro-active feed-in management, which reduces the simultaneity factor for renewable feed-in, an evaluation approach was developed to compare the flexibility biogas option with the power grid expansion.

Results: The economic evaluation approach is based on a calculation of opportunity cost. These costs cover costs and lost profits of AD plants that are operated to the grid's benefit. Also the costs for implementing and operating the intelligent integration of flexible biogas plants with a virtual power plant are taken into account. All these costs are compared to future grid expansions. Based on selected substation districts it is shown if – and under which conditions – flexible biogas plants can be an addition to the necessary power grid expansion by reducing the demand for grid expansion or by giving the opportunity to postpone it further into the future. Thus, grid planning can be calculated with lower simultaneous feed-in capacity whereby the demand for grid expansion can be reduced. It is shown that in many cases opportunity costs for flexible biogas plants are lower than grid expansion. As a consequence, savings concerning grid expansion can be generated. Thus, options for smart grid planning and management can be economically meaningful and should be further considered in the course of legal revisions, such as the Ordinance on Incentive Regulation (ARegV). For this purpose, developed recommendations for actions shall be presented that are necessary for the realisation of alternative flexibility options accompanied by an increased cost efficiency of the transition in the energy sector.

Im Projekt konnte aufgezeigt werden, wie sich die unterschiedlichen Betriebsweisen der Anlagen auf relevante Netzparameter auswirken. Darüber hinaus wurde aus den errechneten Netzparametern der Ausbaubedarf ermittelt. Dies erfolgte jeweils für die Szenarien mit und ohne Netzrestriktionen für eine strompreisoptimierte Fahrweise. Durch diese vergleichende Analyse wurden die Effekte des zielgerichteten und netzschonenden Einsatzes der Flexibilität sowie mögliche Kosteneinsparungen auf Ebene der Stromnetze herausgearbeitet.

Insgesamt erfolgte dazu die Aufstellung von fünf Szenarien:

- das Basisszenario für 2015 (Szenario I 2015 Status Quo)

### Zwei Szenarien für 2020:

- Szenario II 2020 25 %-Biogas-Stromeinspeisung und
- Szenario IIIa/b 2020 100 % bzw. 25 %-Biogas-Stromeinspeisung)

### Zwei Szenarien für 2025:

- Szenario IVa/b 2025 100 % bzw. 25 % Biogas-Stromeinspeisung und
- Szenario Va/b 2025 100 % bzw. 25 %-Biogas-Stromeinspeisung inkl. Power-to-Gas (PtG).

Weiterhin wurde, unter Verwendung eines im Projekt entwickelten ökonomischen Bewertungsansatzes, untersucht, ob der Einsatz von Flexibilitätsoptionen und deren Berücksichtigung bei der Netzplanung aus Sicht des Stromsystems im Vergleich zum Netzausbau ökonomisch vorteilhaft sein kann.

Da der gesamte Bereich der Stromversorgung durch stark regulierte Märkte charakterisiert ist, wurde im Projekt abschließend untersucht, welche Anpassungsbedarfe sich im energiewirtschaftlichen Rechtsrahmen bzgl. der Einführung eines paEinsMan auf Verteilnetzebene ergeben müssten.

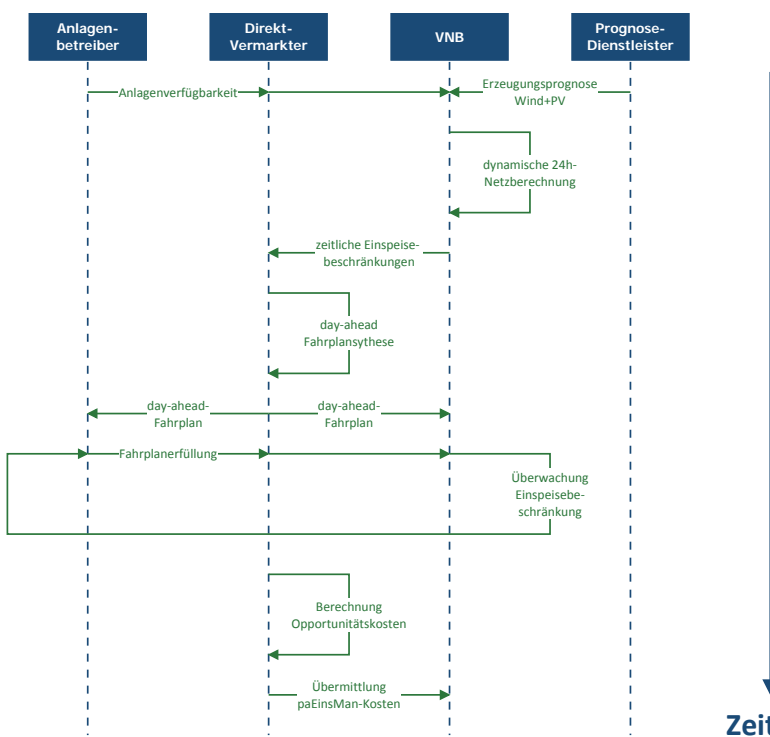


Abbildung 1: Sequenzdiagramm & Rollenmodell des proaktiven Einspeisemanagement

### Ergebnisse

#### Entwicklung/Optimierung von:

- Methode/Tool: Erarbeitung eines Konzeptes für ein proaktives Einspeisemanagement (paEinsMan)
- Modelle: Kostenschätzungsmodell für die Opportunitätskosten für den netzdienlichen Betrieb flexibler Biogasanlagen

#### Konzept eines proaktiven Einspeisemanagements (paEinsMan)

- Konventionelles Einspeisemanagement: der Netzbetreiber regelt Erzeugungsanlagen nach Bedarf ab, wenn kurzfristig Grenzwertverletzungen (z. B. Nichteinhaltung vorgeschriebener Spannungsbänder, Überlastung von Transformatoren etc.) für Netzbetriebsmittel (z. B. Mittelspannungskabel, Transformatoren, etc.) zu erwarten sind

- Konzept „paEinsMan“: Steuerbare Erzeugeranlagen (im Projekt flexible Biogasanlagen) können durch die Berücksichtigung von Netzrestriktionen bei der Fahrplangestaltung der BHKW dazu beitragen, Grenzwertverletzungen bereits day-ahead (24 h im Voraus) zu vermeiden.
- Flexible Erzeuger können so vor allem Lastspitzen bei hoher Wind- und PV-Einspeisung „ausgleichen“, um die maximale kumulierte Last aus erneuerbaren Energien zu verringern.
- Am Beispiel der ausgewählten Umspannungsbezirke wird gezeigt, ob und unter welchen Bedingungen der netzdienliche Einsatz flexibler Biogasanlagen eine Ergänzung zum notwendigen Stromnetzausbau sein kann.
- Der Nutzen des paEinsMans besteht bei der Netzplanung insbesondere darin, dass mit einer geringeren maximalen Einspeiseleistung kalkuliert wird, wodurch sich der Netzausbaubedarf reduzieren lässt.

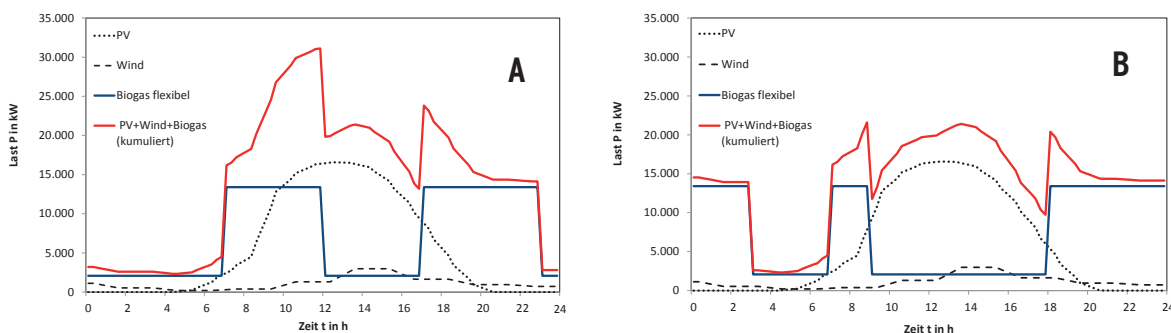


Abbildung 2: Modellierter Lastgang bei flexiblem BGA-Betrieb (EPEX-orientiert), im Vergleich: (A) ohne und (B) mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen

### Netzseitige Effekte

Eine zeitvariable netztechnische Limitierung der flexiblen Biogaseinspeisung (max. 25 %  $P_{inst}$ ) im Rahmen des paEinsMan in Zeiten hoher Einspeisung aus Wind- und Solarenergieanlagen führt zur Verbesserung von netztechnischen Parametern in ausgewählten Umspannwerksbezirken:

- Reduktion der Transformatorenauslastung
- Reduktion der Kabelauslastung
- Reduktion der Netzverluste

### Ökonomischer Bewertungsansatz

■ Kern des ökonomischen Bewertungsansatzes ist eine Opportunitätskostenrechnung, bei der die Kosten sowie entgangene Erlöse einer netzdienlichen Betriebsweise von Biogasanlagen zuzüglich der Aufwendungen für die Implementierung und die Umsetzung des paEinsMans dem Einsparpotential beim zukünftigen Netzausbau gegenübergestellt werden.

- Die Ergebnisse zeigen, dass die Opportunitätskosten zuzüglich der Kosten für Implementierung und dem Betrieb des paEinsMans für flexible Biogasanlagen in vielen Fällen deutlich (mindestens um den Faktor 5) unterhalb der Netzausbaukosten liegen und dadurch erhebliche Einsparungen beim Netzausbau generiert werden können.
- Daraus lässt sich schlussfolgern, dass Optionen zur intelligenten Netzplanung- und Bewirtschaftung volkswirtschaftlich sinnvoll sein können und im Zuge gesetzlicher Neuregelungen, z. B. bei der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) zukünftig berücksichtigt werden sollten.

### Analyse des energiewirtschaftlichen Rechtsrahmens für die Bereitstellung von Flexibilitäten auf Ebene von Stromverteilernetzen

Es ist festzuhalten, dass für die Einführung eines paEinsMans auf Verteilnetzebene der regulatorische Rahmen bisher keine rechtssichere Umsetzung erlaubt. Ein Ansatzpunkt zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens wäre eine Debatte über die Vor- und Nachteile der Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen auf der Verteilnetzebene. Insbesondere bedarf

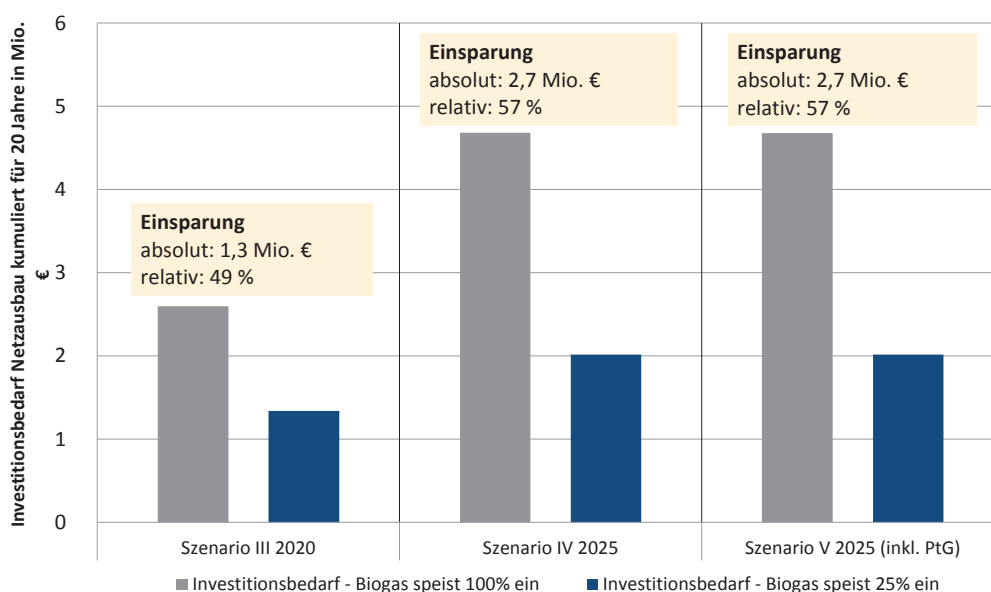


Abbildung 3: Einsparung von Netzausbaukosten im Beispiel



es einer sinnvollen Abgrenzung des vorgeschlagenen paEinsMans zu dem auf Übertragungsnetzebene etablierten System zur Erbringung von Regelenergie und anderen Systemdienstleistungen. Anschließend bedarf es einer Übersetzung der Erfordernisse und die Einordnung eines paEinsMans in das bestehende Energie- bzw. Stromsystem.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass im Bereich des EEG ein erheblicher Anpassungsbedarf bestünde, um das paEinsMan für Verteilnetz- und Biogasanlagenbetreiber sowie für Direktvermarkter möglich zu machen.

Positiv zu bewerten ist, dass bereits im EEG 2014 Ansatzpunkte existieren, bei denen mit geringem Anpassungsbedarf Grundlagen für die Abgrenzung von paEinsMan und EinsMan geschaffen werden könnten. Konkret könnte vor allem die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Ermächtigungs- und Festlegungskompetenz nach § 85 Abs. 3 Nr. 2 EEG eine Konkretisierung und rechtssichere Gestaltung des Binnenverhältnisses von paEinsMan und EinsMan gestalten.

## Herausforderungen

### Akquise von „Echtnetzdaten“ im Umspannungsbereich

- Es gestaltete sich schwierig für das Projektkonsortium „Echtnetzdaten“ zu akquirieren, die ein passendes Erzeugerspektrum aufweisen.
- Verteilnetzbetreiber und Projektpartner nutzen unterschiedliche Software zur Netzberechnung, die nur bedingt kompatible Datenformate nutzen. Hierdurch mussten potentiell verfügbare Echtnetzdaten ungenutzt bleiben.

### Szenarientwicklung

- Die Bestimmung der relevanten netztechnischen Parameter für den Netzausbau ist nicht eindeutig festgelegt.
- Ab wann sind ein Netzausbau bzw. die Erweiterung der vorhandenen Netzbetriebsmittel notwendig? Grenzwerte, deren Verletzung einen Netzausbau nach sich ziehen, sind nicht eindeutig definiert.

## Ökonomischer Bewertungsansatz

- Die Bestimmung der ökonomischen Systemgrenzen war nicht trivial.
- Die Abgrenzung möglicher Kostenpositionen gestaltete sich insgesamt als schwierig sowie deren genaue Bestimmung.

## Energiewirtschaftlicher Rechtsrahmen

- Es war keine umfassende und abschließende Analyse möglich, da der Rechtsrahmen durch die Einbindung der drei Akteure Biogasanlagenbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Direktvermarkter sowie deren unterschiedliche Rollen im Energiesystem sehr komplex ist.

## Ausblick

Das Projekt konnte zeigen, dass der intelligente Einsatz von flexiblen Biogasanlagen in den untersuchten Umspannungsbezirken positive Effekte auf den Betrieb von Stromverteilernetzen der Mittelspannung haben kann. Mit dem Konzept des paEinsMans wurde aufgezeigt, wie eine auf erneuerbaren Energien basierte Flexibilität Systemdienstleistungen auf der Verteilnetzebene, bei einem weitestgehend gleichbleibenden Beitrag zum bilanziellen Ausgleich schwankender Residuallasten, bereitstellen kann.

Ein derartiger Ansatz kann von den betreffenden Akteuren nur sinnvoll umgesetzt werden, wenn die Nutzung intelligenter Flexibilitätsoptionen auch eine wirtschaftlich vorteilhafte Option darstellt. Der im Projekt entwickelte ökonomische Bewertungsansatz vergleicht die Kosten des paEinsMans zuzüglich der Implementierungs- und Umsetzungskosten und stellt diese möglichen Kosteneinsparungen beim Netzausbau gegenüber. Es konnte gezeigt werden, dass in den betrachteten Netzbereichen der ergänzende Einsatz von paEinsMan wirtschaftlich sinnvoll ist. Der Ansatz des paEinsMan stellt einen Eingriff in die bisherige Organisation der Verantwortlichkeiten zwischen den Netzbetreibern dar. Folglich wären hierfür Anpassungen am energiewirtschaftlichen Rechtsrahmen notwendig. Hierfür gibt das Projekt einen Überblick, der einen entsprechenden Handlungsbedarf skizziert.

Uwe Hoffstede<sup>1</sup>, Patrick Hochloff<sup>1</sup>, Uwe Holzhammer<sup>1</sup>, Dirk Kirchner<sup>1</sup>, Michael Schreiber<sup>1</sup>, Konstantin Bedenk<sup>2</sup>, Alexander Krautz<sup>3</sup>, Tobias Romberg<sup>3</sup>, Tim Steindamm<sup>4</sup>

# FlexHKW



Erstmals mit dem EEG 2012 reizte die Bundesregierung die Direktvermarktung von elektrischem Strom durch Biomasseanlagen über die Markt- und Flexibilitätsprämie an. Ziel war eine Annäherung an den Markt, indem für diesen bedarfsgerecht Energiemengen und Regelleistungen bereitgestellt und durch den Markt (teilweise) vergütet werden. Heizkraftwerke kamen jedoch nicht in den Genuss der unterstützenden Flexprämie. Daher zielte das Projekt „FlexHKW“ auf die Ertüchtigung von, mit naturbelassenen Hölzern befeuerten, Heizkraftwerken zu variablen Kraftwerken mit weitestgehend wärmegeführten Betrieb ab.

## Themenschwerpunkte

- Naturbelassenes Holz
- Heizkraftwerk
- Strom- und Wärmeproduktion
- Wärmespeicher
- Energiehandel
- Regelleistung
- Technisch-ökonomische Auswertung

<b>FKZ-Nr.</b>	03KB092
<b>Laufzeit</b>	01.09.2013 - 30.09.2015
<b>Zuwendungssumme</b>	112.000 €
<b>Koordination<sup>1</sup></b>	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Königstor 59 34119 Kassel <a href="http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de">www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de</a>
<b>Partner<sup>2</sup></b>	Bioenergie Wächtersbach GmbH Industriestraße 44 63607 Wächtersbach <a href="http://www.bioew.de">www.bioew.de</a>
<b>Partner<sup>3</sup></b>	Next Kraftwerke GmbH Lichtstraße 43 g, 50825 Köln <a href="http://www.next-kraftwerke.de">www.next-kraftwerke.de</a>
<b>Partner<sup>4</sup></b>	Seeger Engineering GmbH Industriestraße 25 37235 Hessisch-Lichtenau <a href="http://www.seeger-engineering.eu">www.seeger-engineering.eu</a>
<b>Kontakt</b>	Projektleiter Uwe Hoffstede Telefon: +49 (0)561 7294 438

# Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken

## Zusammenfassung

Im Vorhaben FlexHKW wurde das Potenzial von Biomasse-Heizkraftwerken zur flexiblen Stromerzeugung untersucht. Denn mit einem variablen Betrieb dieser Kraftwerke kann die Stromerzeugung sowohl an den Strombedarf im Netz als auch an die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie angepasst werden. Damit erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energien insgesamt und die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromversorgung werden reduziert.

Zu Beginn erfolgte eine Analyse des aktuellen Bestandes deutscher Biomasse-Heizkraftwerke. Diese wurden hinsichtlich der eingesetzten Technologien kategorisiert und auf die Eignung für eine bedarfsorientierte Stromproduktion – unabhängig von Wärmelieferungen – überprüft. Anschließend wurden mögliche technische Maßnahmen, mit und ohne Wärmespeicher, zur Flexibilisierung der Stromproduktion bestimmt und auf ihre Eignung und Kosten untersucht.

Den Kern dieses Vorhabens bildete die Ertüchtigung des Heizkraftwerks der Bioenergie Wächtersbach zur Lieferung flexibler Stromprodukte. Die Demonstrationsanlage verarbeitet Waldhackschnitzel, Rinde und Landschaftspflegematerial. Es verfügt über eine ORC-Turbine (Organic Rankine Cycle) mit einer elektrischen Leistung von rund 1 MW. Es gelang dauerhaft, auch ohne Wärmespeicher, neben der Direktvermarktung elektrischer Energie, auch (negative) Regelleistung für die Minuten- und Sekundärreserve zu vermarkten.

## Methodik/Maßnahmen

- Erhebung des aktuellen Anlagenparks Biomasse-Heizkraftwerke in Deutschland; Analyse der eingesetzten Brennstoffe, Technik und Wärmeproduktion
- Kategorisierung der Anlagen hinsichtlich Feuerung, Kessel und Turbinen; Beurteilung der Flexibilität der einzelnen Baugruppen und im Zusammenspiel

- Ableiten von weiteren Maßnahmen zur Flexibilisierung der Stromproduktion
- Berechnung des Erzeugungsverlagerungspotentials
- Wärmeprofilanalyse der Demonstrationsanlage
- Simulation des ökonomisch sinnvollsten Wärmespeichers
- Technische Umrüstung der Demonstrationsanlage
- Test-, Präqualifikationsläufe, Schwarmtest
- Technische und ökonomische Auswertung der Stromvermarktung und Regellenergiebereitstellung

## Ergebnisse

### Entwicklung/Optimierung von:

- Demonstrationsanlage zur flexiblen Strom- und Wärmeproduktion
- Modelle zur Optimierung des Wärmespeichers in Biomasse HKWs
- Handlungsempfehlungen



**Uwe Hoffstede (Projektleiter):**

Die Rolle von Heizkraftwerken in einem flexibilisierten Strommarkt wird unterschätzt. Obwohl deren primäres Produkt die Wärme ist, sind nahezu alle Heizkraftwerke in der Lage, davon unabhängig Strom zu

produzieren. Dies gelingt mit Entnahmekondensationsturbinen am ehesten, aber auch Anlagen, welche über ORC-Turbinen verfügen, können – selbst ohne Wärmespeicher – am Energiehandel teilnehmen oder auch Regelleistung für die elektrischen Netze bereitstellen.

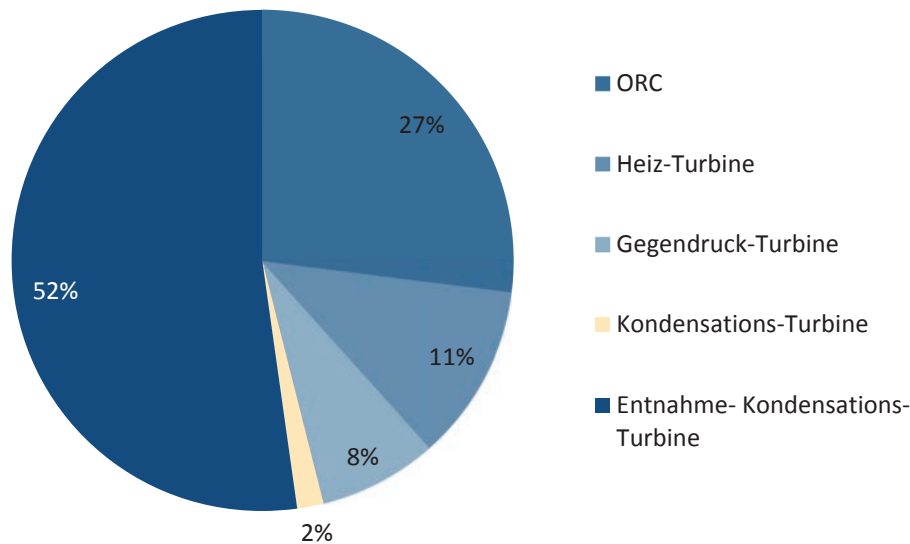


Abbildung 1: Anteil der installierten elektrischen Leistung der Turbinen-Typen an der gesamten elektrischen Leistung (naturbelassene Hölzer)

### Summary

The project FlexHKW analysed the prospective contribution of biomass fired combined heat and power stations to a flexible power supply. With a variable production both the electrical grid load as well as the fluctuating production of wind and PV-stations can be served. And the share of renewable energy will be increased and the CO<sub>2</sub> emissions of the electrical power supply will be reduced considerably.

The project started with an analysis of the present inventory of the German biomass (solid) fired combined heat and power plants. These plants were divided among a few technical categories and their ability to produce demand oriented electrical power – independently from the priority product heat supply – was proven. Additional technical measures – with and without heat storage tanks – enabling a flexible power production were defined and the respective technical and economic feasibilities were appraised.

The core of this project built the demonstration plant of Bioenergie Wächtersbach. It is equipped with an ORC turbine of 1 MW<sub>el</sub>. The plant's feedstock consists of wood chippings, bark and garden and park residues. The main subject was retrofitting this plant in order not only to maintain and increase the supply of thermal energy to private customers and trade as well but also enabling the operator providing balancing energy to the electrical grid. With the end of this project the operator successfully merchandised balancing energy and ancillary services to the electrical grid. Although not equipped with a heat storage tank the provision of thermal energy to their customers went perfectly well.:

### Biomasse Heizkraftwerke, Kategorisierung des Kraftwerksparks

Die Untersuchung des deutschen Kraftwerksparks, der mit fester Biomasse betrieben wird, ergab, dass sich die installierte elektrische Leistung auf knapp zwei Gigawatt beläuft. Die mit naturbelassenen Hölzern betriebenen Anlagen tragen annähernd 40 % der elektrischen Leistung dazu bei. Die durchschnittliche Größe beträgt 2.200 kW<sub>el</sub>. Der gesamte Kraftwerkspark weist eine durchschnittliche installierte Leistung von 3.500 kW<sub>el</sub> auf.

Die im Hinblick auf eine flexible Stromproduktion vorgenommene Kategorisierung ergab ein recht einheitliches Bild: Die dominierende Art der Feuerung ist die Vorschubrostfeuerung. Die am häufigsten verwendeten Kessel sind Thermoölkessel (ORC-Anlagen) und Wasserrohrkessel (Dampfturbinen); bezüglich der insgesamt installierten elektrischen Leistung ist die Entnahme-Kondensationsturbine (EKT) der vorherrschende Typ während hinsichtlich der installierten Einheiten die ORC-Turbine überwiegt.

### Flexibilisierung der Demonstrationsanlage

Während die summarischen Betrachtungen ein Flexibilitätspotential des betrachteten Kraftwerksparks von rund 600 – 700 MW ergaben, erwies sich für die Demonstrationsanlage – bei einer installierten Leistung von 1 MW<sub>el</sub> – ein Hub von 600 kW<sub>el</sub> als technisch machbar. Dieser Hub wird als (negative) Minutenreserve und Sekundärregelleistung angeboten und nach erfolgreicher Präqualifikation und Schwarmtest entsprechend abgerufen.

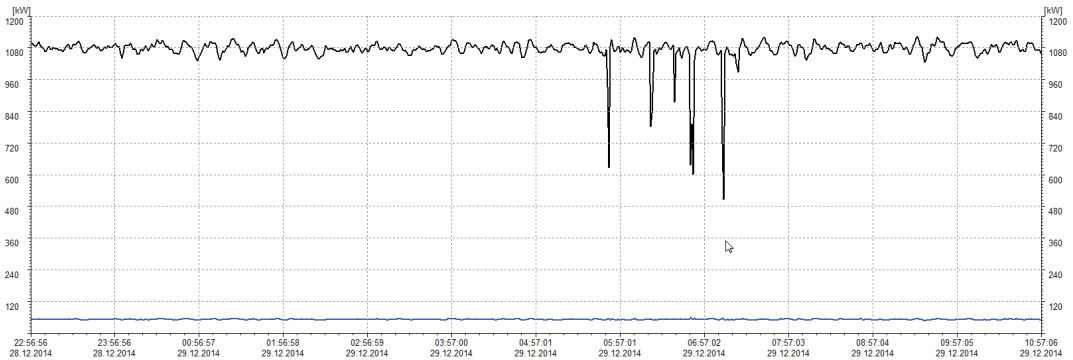


Abbildung 2: Abrufe negativer Sekundärregelleistung von der Demonstrationsanlage

Die Entkoppelung von Strom- und Wärmeproduktion geschieht hier nicht mittels Wärmespeicher, sondern über ein Bypass-Ventil am ORC-Modul. Im Falle einer Abregelung der Turbine wird ein Teil des Thermoöldampfes direkt in den Kondensator umgeleitet und auf diese Weise die elektrische Leistung herabgesetzt. Vorteil dieser Regelung ist, dass sie sehr schnell und präzise arbeitet (2 – 5 s von 100 auf 30 % der Leistung). Im Falle eines Zugriffs wird die thermische Leistung über den Bypassbetrieb aufrechterhalten. Die Umbaumaßnahme kostete 12.000 €, die Implementierung und Überprüfung dauerte 60 Tage.

### Flexibilisierung von HKWs mit Wärmespeichern

Auch wenn in der Demonstrationsanlage kein Wärmespeicher eingesetzt worden ist, wurde anhand von Simulationen ermittelt, dass ein solches Aggregat

im Zusammenhang mit einer EKT in einer gut ausgelasteten Anlage sehr wohl Sinn macht.

Durch Einsparungen an Brennstoffkosten für den separaten Spitzenlastkessel und zusätzliche Erlöse am Spotmarkt ergibt sich ein Deckungsbeitrag für die Wärmespeicherinvestition und – in Abhängigkeit von dessen Größe – ein Gewinn nach Abzug der Annuität der Wärmespeicherinvestition. Dieser Gewinn ist beispielhaft für zwei Abschreibungsperioden von zehn und 15 Jahren jeweils mit einem Zinssatz von 7 % dargestellt. Bei zehn Jahren Abschreibung ergibt sich der höchste Gewinn von ca. 26.000 Euro im Jahr bei einer Speichergröße von 345 m<sup>3</sup>. Bei 15 Jahren Abschreibung wird der höchste Gewinn in Höhe von ca. 35.000 Euro im Jahr bei einer Speichergröße zwischen 345 m<sup>3</sup> und 517 m<sup>3</sup> erzielt.

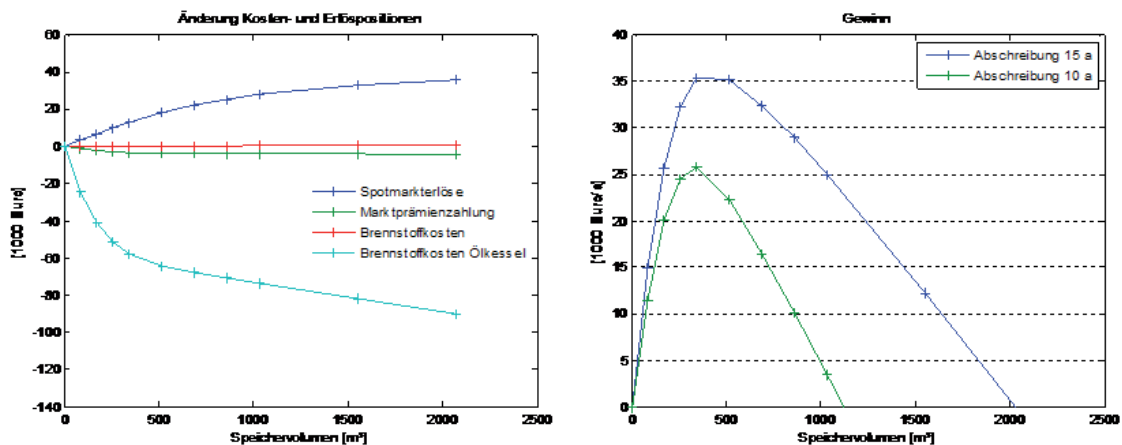


Abbildung 3: Finanzielles Ergebnis in Abhängigkeit des Speichervolumens; Änderung der Kosten und Erlöse (links) und Gewinn (rechts) nach Abschreibung über einen Zeitraum von 10 oder 15 Jahren mit einem Zinssatz von 7 %.

### Herausforderungen

In diesem Projekt wurde theoretisch und praktisch nachgewiesen, dass Biomasse-HKWs zu einer Flexibilisierung der Stromproduktion in der Lage sind, ohne die Wärmeversorgung ihrer Kunden zu vernachlässigen. Die Flexibilisierung ist jedoch auf ein Abregeln der Turbinen beschränkt, was die mögliche Produktpalette für den Strommarkt einschränkt. Zudem fehlt im EEG ein Flexibilitätszuschlag, wie er z. B. Biogasanlagen gewährt wird. Dadurch wird finanziell der Einsatz von Wärmespeichern erschwert. Zudem ermöglicht der Einsatz konventioneller Wärmespeicher auch nur das Vorhalten thermischer Energie für Heizzwecke. Eine weitere Verstromung der gespeicherten Energie ist fast ausgeschlossen.

### Ausblick

Obwohl die technischen Komponenten in den untersuchten HKWs recht homogen verteilt sind, bestehen doch große Unterschiede in der Brennstoffversorgung (Menge, Qualität, Preis) und im Abnahmeverhalten der Wärmekunden. Hinsichtlich der technischen Möglichkeiten und ggf. technischen Maßnahmen sowie den finanziellen Aussichten zur flexiblen Stromproduktion wird ein Tool benötigt, mit welchem Aussagen zur technischen Machbarkeit und dem finanziellen Ergebnis einer flexiblen Stromproduktion gemacht werden können.

Um die Effizienz der flexiblen Stromproduktion zu erhöhen empfiehlt sich der Umstieg von Warmwasserspeichern (sensibel) zu Hochtemperaturspeichern (z. B. latent, thermochemisch), welche eine weitere Verstromung der gespeicherten Wärme ermöglichen. Hierzu sind weitere FuE-Arbeiten erforderlich.

### Weitere Informationen

<http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2015/flexibilisierung-von-heizkraftwerken.html>

# Impressum

## **Herausgeber**

Daniela Thrän, Diana Pfeiffer

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH  
Torgauer Str. 116 , 04347 Leipzig  
www.energetische-biomassenutzung.de

## **Geschäftsführung:**

Prof. Dr. mont. Michael Nelles (wiss. Geschäftsführer)  
Daniel Mayer (admin. Geschäftsführer)

## **Fokusheft Energetische Biomassenutzung**

Focus on: Bioenergie im Strom- und Wärmemarkt – Projektergebnisse 2015-2016, Leipzig 2017.

## **Redaktion/V.i.S.d.P.:**

Angela Gröber

## **Layout:**

Steffen Kronberg  
Angela Gröber

## **Bilder:**

Titelseite: M.Dotzauer/DBFZ, kennz\_pixelio.de, A.Gröber /DBFZ

Sofern nicht am Bild vermerkt DBFZ.

Das DBFZ ist nicht verantwortlich für den Inhalt der eingereichten Beiträge.

Die Verantwortung für die Texte sowie der Bilder/Grafiken liegt bei den Autoren.

## **Druck:**

Druckerei Billig OHG, Mittweida

## **Förderung:**

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

© 2017 DBFZ gGmbH

Copyright: Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieses Werkes darf ohne die schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf anderen digitalen Datenträgern.

**ISSN: 2192-1156**

**ISBN: 978-3-946629-16-0**

Gefördert vom:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Projektträger:



Programmbegleitung:

