Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

DBFZ

Tagungsband 1

DBFZ-Jahrestagung

Bioenergie. Vielseitig, sicher, wirtschaftlich, sauber?!

1.–2. Oktober 2014 | Leipzig

Bioenergie. Vielseitig, sicher, wirtschaftlich, sauber?!

DBFZ-Jahrestagung am 01./02. Oktober 2014

- Tagungsband -

Veranstalter:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Telefon: 03 41 – 24 34 - 112
Telefax: 03 41 – 24 34 – 133
info@dbfz.de
Internet: www.dbfz.de

Wissenschaftliche Ansprechpartner:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles
Telefon: (03 41) 24 34-112
E-Mail: michael.nelles@dbfz.de

Dr. rer. nat. Elena Angelova
Telefon: (03 41) 24 34-553
E-Mail: elena.angelova@dbfz.de

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän
Telefon: (03 41) 24 34-435
E-Mail: daniela.thraen@dbfz.de

Dr.-Ing. Franziska Müller-Langer
Telefon: (03 41) 24 34-423
E-Mail: franziska.mueller-langer@dbfz.de

Dr.-Ing. Jan Liebetrau
Telefon: (03 41) 24 34-716
E-Mail: jan.liebetrau@dbfz.de

Dr.-Ing. Volker Lenz
Telefon: (03 41) 24 34-450
E-Mail: volker.lenz@dbfz.de

Impressum

Tagungsband der DBFZ-Jahrestagung 2014 am 01./02. Oktober 2014

Herausgeber:
Prof. Dr. mont. Michael Nelles

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig, mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft

Kontakt:
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Germany

Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
info@dbfz.de
www.dbfz.de

Geschäftsführung:
Prof. Dr. mont. Michael Nelles
(wissenschaftlicher Geschäftsführer)
Daniel Mayer
(administrativer Geschäftsführer)

ISSN: 2199-9384

Die Verantwortung für den Inhalt der Beiträge und die Abbildungen liegt bei den jeweiligen Autoren.

Bilder: DBFZ, Jan Gutzeit, © davis - Fotolia.com

Redaktion & Satz: Paul Trainer
Deckblatt: Stefanie Bader/Steffen Kronberg

Redaktionsschluss: 30. September 2014
Veröffentlichungsdatum: 1. Oktober 2014

Inhaltsverzeichnis

Grußwort der Geschäftsführung 11

PLENUMSVORTRÄGE

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän (UFZ/ DBFZ/ Universität Leipzig)
Bioenergieforschung heute und Visionen 2050 13

Dorothee Mühl (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, BMWi)
Erneuerbare Energien als Hauptpfeiler der Stromversorgung: Wie geht es nach der EEG-Reform weiter mit der Energiewende? 14

Andreas Pilzecker (EU-Kommision)
Bioenergiepolitik auf EU-Ebene – Chancen und Rahmenbedingungen 14

Anita Domschke (Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft)
Reststoffbasierte Bioenergiebereitstellung in Sachsen – Stand und Perspektiven 15

Prof. Dr. mont. Michael Nelles (DBFZ)
Abschlussvortrag: Ein Blick über den Tellerrand - Bioenergienutzung in China 21

SESSION „VIELSEITIG“

Prof. Dr. agr. Iris Lewandowski (Universität Hohenheim)
Einsatz vielseitiger und nachhaltiger Rohstoffe aus der Landwirtschaft 29

Jaqueline Daniel-Gromke (DBFZ)
Ein Überblick - Potenziale, Techniken und Perspektiven von zukünftigen Substraten im Biogassektor mit Fokus auf die Bioabfallvergärung 37

Dr. Armin Vetter (Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft)
Stroh – goldwerter Rohstoff für die Bioenergie 45

Melanie Zenker (C.A.R.M.E.N. e.V.)
Einsatz von standardisierten Holzbrennstoffen in Kleinvergasern - Wirtschaftlichkeit und Praxisbeispiele aus Deutschland 48

Dr. Janet Witt (DBFZ)
Thermisch modifizierte Festbrennstoffe im Überblick 49

Falko Kietzmann (Hallesche Wasser und Stadtwirtschaft GmbH), Dr. Marco Klemm (DBFZ)
Hydrothermale Carbonisierung (HTC) 53

SESSION „SICHER“

Dr. Oliver Lüdtke (VERBIO Vereinigte BioEnergie AG)
Praxisbeispiel: Integrierte Biokraftstoffproduktion 55

Gerd Unkelbach/ Moritz Leschinsky (Fraunhofer CBP)
Stoffliche und energetische Biomassenutzung: Hand in Hand in der Zukunft 56

Roy Nitzsche (DBFZ)
Bewertungsansätze bei der Optimierung von Bioraffinerie-Konzepten 57

André Brosowski (DBFZ)
Biomassepotenziale und zukünftige Anforderungen an die Rohstoffbereitstellung 69

Wolfgang Köppel (DVGW-Forschungsstelle, Universität Karlsruhe); Katja Oehmichen (DBFZ)
Emissionen von Biomethananlagen und Herausforderungen bei der Zertifizierung 77

Birgit Wilhelm (WWF)
Bewertung von Nachhaltigkeitszertifizierungssystemen 79

SESSION „WIRTSCHAFTLICH“

Dr. Fabian Jacobi (DBFZ)
Neue Ansätze zur Flexibilisierung von Biogasanlagen 81

Sylvia Lehmann (TOMM+C)
Auswertung „Fragebogen bezüglich technischer Anforderungen an Biomasse(heiz)kraftwerke für die Beteiligung am Regelenergiemarkt“ 88

Andreas Frömmel
Brennstoffzellen - eine hocheffiziente, flexible KWK-Anlage zur Nutzung von Biomethan und Synthesegas 97

Lisann Krautzberger (NEXT Kraftwerke)
Virtuelle Kraftwerke - was können Sie leisten? 97

Volker Aschmann (Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, LfL)
Einflussfaktoren auf die Effizienz von Biogasanlagen 98

Dr. Volker Lenz (DBFZ)
Zukunftsweisende Einbindung von Bioenergie in Strom- und Wärmesysteme am Beispiel der Festbrennstoffnutzung 100

SESSION „SAUBER“

Bernd Vollmer (Schornsteinfegerakademie, Dülmen)
Beeinflussung des Emissionsverhaltens von Holzfeuerungen durch den Betreiber 110

Alexander Weiß (Universität Gießen)
Sensorik zur Schadstoffminderung in Holzfeuerungsanlagen 112

Andreas Seidler (DBFZ)
Zeit- und ortsaufgelöste Spurenstoffanalyse in Feuerungsanlagen für biogene Reststoffe mittels Laser-Massenspektrometrie 113

Dr. Ingo Hartmann, Dr. Volker Lenz (DBFZ)
Wissenschaftliche Einblicke zur Emissionsminderung bei Biomasse-Kleinfeuerungen 118

Dr. Volker Schmatloch (Spartherm Feuerungstechnik GmbH)
Emissionsminderung in Einzelraumfeuerungen - praktische Anwendung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten 130

Mirjam Matthes (DBFZ), Uli Dobler (A.P. Bioenergietechnik GmbH)
Emissionsminderung an Multifuelkesseln 136

SIDE-EVENT BMWI-FÖRDERPROGRAMM „ENERGETISCHE BIOMASSENUTZUNG“

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän, Diana Pfeiffer (DBFZ)
BEST PRACTISE – Erfolgskriterien für eine nachhaltige Energetische Biomassenutzung 145

Inhaltsverzeichnis

Dr. Hans Oechsner, Matthias Mönch-Tegeder (Universität Hohenheim)
PFERDEMIST: Nachhaltige Energieerzeugung durch Erschließung von Pferdemist als Gärsubstrat für Biogasanlagen ... **147**

André Wufka (Fraunhofer IKTS)
LIGNO-BIOGAS: Biogasgewinnung aus lignozellulosehaltigen Reststoffen ... **152**

Dr. Elisa Dunkelberg (IÖW)
Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz - aber wie? ... **157**

Joachim Krassowski (Fraunhofer UMSICHT)
REWPOWERING von Biogasanlagen – Maßnahmen zur Effizienzsteigerung für den vorhandenen Anlagenbestand ... **159**

Yves Noel (RWTH Aachen)
MINI-BIO-KWK: Überführung eines Prototyps zur dezentralen Vergasung von Restholzpellets in die Serienreife ... **164**

Georg Häring (Hochschule Ingolstadt, Institut für neue Energie-Systeme (InES))
BIOSTROM: Steuerbare Stromerzeugung mit Biogasanlagen ... **165**

Dr. Burkhardt Faßauer (Fraunhofer IKTS)
PROKOSYS: Prozesse, Komponenten und Systeme für den flexibilisierten Betrieb von Biogasanlagen unter Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe ... **173**

Dr. Bernd Krautkremer (Fraunhofer IWES)
FlexHKW: Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken ... **178**

Bernhard Wern (IZES)
KomInteg: Nachhaltige Integration von Bioenergiesystemen im Kontext kommunaler Entscheidungsfindung ... **179**

Wolfgang Wimmer (Biomassehof Achental)
Biomassehof ACHENTAL: Erfolgskriterien für die Region ... **183**

Kristian Möller (Thüringer Bioenergieregion Regionale Aktionsgruppe Saale-Holzland e.V.)
EXKURS BIOENERGIEREGIONEN: Bioenergetische Nutzung des Landschaftspflege-materials in der Thüringer Bioenergieregion ... **189**

POSTERWETTBEWERB

Dr-Ing. Marco Klemm, Michael Kröger, Andreas Clemens (DBFZ)
Biobasierte hydrothermale Prozesse zur Produktion innovativer Bioenergieträger ... **193**

Stefan Conrad, Jan Westermeyer, Tim Schulzke (Fraunhofer UMSICHT)
Stoff- und Energieverteilung zwischen den Produkten der Stroh-Pyrolyse ... **194**

Sabine Schulz-Blank (Freie Universität Berlin)
Die Paranuss (Bertholletia excelsa) – Innovativer Rohstoff für Schutz und Nutzen der amazonischen Regenwälder ... **196**

Gotthart Riedel, Barbara Weiner, Robert Köhler, Frank-Dieter Kopinke (UFZ)
Kombination von Hydrothermaler Karbonisierung und Nassoxidation ... **202**

Felix Schauppner, Lucie Moeller, Katrin Großmann (UFZ)
Biogasanlagen in Städten aus soziologischer Perspektive ... **204**

Tobias Peschel (Lignovis GmbH)
Demonstration und Optimierung der Energieholzplantagen Wertschöpfungskette im EU-Projekt OPTFUEL (“Optimized Fuels for Sustainable Transport”) ... **206**

R. Fleischer, T. Schäfer, Friedrich Streffer (maxbiogas GmbH)
Energieeffiziente Reststoffnutzung in biotechnologischen Prozessen mit dem LX-Verfahren ... **208**

Jana Grunewald, Dr. Kerstin Jäkel (Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie)
Energiepflanzen für Biogasanlagen „Vielfalt auf dem Acker" ... **210**

Sven Schmidt, Kerstin Wurdinger (DBFZ)
Versuchsfeld zur Untersuchung flexibler Strombereitstellung dezentraler Energieerzeuger ... **212**

Konrad Hillebrand (DBFZ)
Begleitforschung im Spitzencluster Bioeconomy: Qualitätssicherung ... **214**

Nils Koldrack (Universität Rostock)
Flächeninanspruchnahme für Biomasseanlagen ... **216**

M.Sc. M.Sc. Tonia Schmitz, Dipl. Des. Christopher Doering (Bauhaus-Universität Weimar)
TestReal - Techniken und Strukturen für die Realisation von Energieeffizienz in der Stadt ... **218**

Melanie Arndt (C.A.R.M.E.N. e.V.)
Marktanalyse zu Optimierungsmaßnahmen bei Biogasanlagen in Bayern ... **219**

Dr.-Ing. Marko Burkhardt, Michael Tietze (BTU Cottbus-Senftenberg, GICON GmbH)
Biologisch katalysierte Methanisierung für die Power to Gas Strategie ... **221**

Adam Feher, Prof. Dr.-Ing. Achim Loewen, Dr.-Ing. Thomas Fritz, Prof. Dr. mont. Michael Nelles (HAWK | NEUTec, ISF GmbH, Universität Rostock)
Die Methodenentwicklung SequEx: Bioverfügbarkeit von Spurenelementen für die Biogasbildung ... **223**

Clemens Fuchs, Katharina Schock (Hochschule Neubrandenburg)
Smarte Microgrids für ländliche Regionen – Betriebliche Konzepte ... **225**

Simone Witzel, Theodor Fock (Hochschule Neubrandenburg)
Regionale Wertschöpfung Smarter Microgrids ... **227**

John Sievers, Karin Miller, Manuela Gottschalk (IdE Institut dezentrale Energietechnologien)
BioPower2Gas - Demonstration und Vergleich von optimal leistungsregelbaren Biogastechnologien ... **229**

D. Polag, S. Laukenmann, Fabian Jacobi, Liane Müller, F. Keppler (Universität Heidelberg, DBFZ)
Einsatz von Laser-Absortionsspectroscokopie zur kontinuierlichen Messung von $\delta^{13}C_{CH4}$ und $\delta^{13}C_{CO2}$ in Biogasanlagen ... **231**

Bloss, J. Hofmann, L. Günther, U. Mikow, M. Wecks (Uni Leipzig, Dr.-Günther-Engineering GmbH)
Effizienzsteigerung von Biogasanlagen durch thermische Stickstoffentfernung ... **232**

Jan Bischoff (Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik - IFK, Universität Stuttgart)
Verbrennungsregelung - Verbesserung der Luftüberschussregelung durch online Schätzung der CO-O_2-Charakteristik ... **235**

T. Schwämmle, S. Zimmermann, B. Klein, K. Raab, B. Heidel, G. Scheffknecht (IFK Universität Stuttgart)
Systematische Untersuchung nachhaltiger Wertschöpfungsketten für Biogas am Beispiel Baden-Württemberg ... **236**

POSTERSCHAU DBFZ

Markus Lauer, Martin Dotzauer, Monique Lehmann (DBFZ, NEXT Kraftwerke)
OptFlex – Technisch-ökonomische Optimierung flexibler Biogasanlagen ... **239**

Sebastian Bohnet (DBFZ)
Aus der Region - für die Region: Analyse von Bioenergiewertschöfungsketten (WSK) in Bioenergieregionen ... **240**

Frank Döhling (DBFZ)
Optimierung von Laub als Brennstoff durch mechanische Aufbereitung **241**

Jens Petzold (DBFZ)
Entwicklung, Parametrierung und Validation eines Biomassekesselmodells für die Simulationssoftware TRNSYS **242**

Dennis Krüger, Andreas Ortwein (DBFZ)
Erprobung einer neu entwickelten Mikro-KWK-Anlage zur Nutzung von Holzkohle **243**

Velina Denysenko, Jaqueline Daniel-Gromke (DBFZ)
Biogasaufbereitung zu Biomethan - Anlagenbestand und Nutzung **244**

Thomas Horschig, Ronny Wirkner, Janet Witt, Daniela Thrän (DBFZ)
Der deutsche Biomethanmarkt und –handel Ein System Dynamics - Ansatz **245**

Eric Mauky, Fabian Jacobi (DBFZ)
Flexible BioGASproduktion als Beitrag zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung **246**

Falko Haak, Torsten Schmidt-Baum (DBFZ)
Arbeitsgruppe Regionale Integration **247**

REFERENTEN / SPEAKER

Aschmann, Volker **249**
Brosowski, André **250**
Dehmer-Omondi, Dagmar **251**
Daniel-Gromke, Jaqueline **252**
Dobler, Uli **253**
Domschke, Anita **254**
Dunkelberg, Elisa **255**
Enke, Dirk **256**
Faßauer, Georg **257**
Hartmann, Ingo **258**
Häring, Georg **259**
Jacobi, Fabian **260**
Jung, Uwe **261**
Kietzmann, Falko **262**
Klemm, Marco **263**
Köppel, Wolfgang **264**
Krassowski, Joachim **265**
Krautzberger, Lisann **266**
Lehmann, Sylvia **267**
Lenz, Volker **268**
Lewandowski, Iris **269**
Liebetrau, Jan **270**
Lüdtke, Oliver **271**
Majer, Stefan **272**
Matthes, Mirjam **273**

Möller, Kristian **274**
Mühl, Dorothee **275**
Müller-Langer, Franziska **276**
Nelles, Michael **277**
Nitzsche, Roy **278**
Oechnser, Hans **279**
Oehmichen, Katja **280**
Ortwein, Andreas **281**
Petersen, Ilka **282**
Schmatloch, Volker **283**
Seidler, Andreas **284**
Thrän, Daniela **285**
Unkelbach, Gerd **286**
Vollmer, Bernd **287**
Weiß, Alexander **288**
Wern, Bernhard **289**
Wimmer, Wolfgang **290**
Witt, Janet **291**
Zenker, Melanie **293**

FIRMENSCHAU

AEV-Energy GmbH 295
A.P. Bioenergietechnik GmbH 296
MT-Energie GmbH 297
Neu e.V. / Innovationszentrum für Bioenergie 298
VDI Bezirksverein e.V. 299

ANHANG

Teilnehmerliste 301
Veranstalter 306

Wissenschaftliche Tagungspartner universitärer und außeruniversitärer Forschungseinrichtungen sind:

Universität Rostock Traditio et Innovatio

UNIVERSITÄT LEIPZIG

Energetische Biomassenutzung

HTWK Leipzig

JUSTUS-LIEBIG-UNIVERSITÄT GIESSEN

C.A.R.M.E.N.

Universität Hohenheim 1818

Fraunhofer CBP

Fraunhofer IKTS

Fraunhofer UMSICHT

Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft

Freistaat Sachsen

RWTH AACHEN

izes gGmbH Institut für ZukunftsEnergieSysteme

Technische Hochschule Ingolstadt

Freistaat Thüringen Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft

LfL Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

i ö w Institut für ökologische Wirtschaftsforschung

Zu weiteren Partnern aus Wirtschafts- und Industrieunternehmen zählen:

Schornsteinfegerakademie Dülmen
Verbio Bioenergie AG
Spartherm Feuerungstechniken GmbH
Hallesche Wasser und Stadtwirtschaft GmbH
WWF Deutschland
Next Kraftwerke
A.P. Bioenergietechnik GmbH
Biomassehof Achental
NEU e. V.

Die DBFZ Jahrestagung wird

Gefördert durch: Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Gefördert durch: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Grußwort der Geschäftsführung

Sehr geehrte Gäste unserer Jahrestagung,

Die Geschäftsführung des DBFZ

Biomasse ist die älteste Energieressource der Menschheit und zugleich unverzichtbar, wenn wir die notwendigen anspruchsvollen Klimaschutz- und Umweltziele erreichen wollen. Oft wird die Bioenergie in den Schatten gestellt. Doch wissenschaftlich ist nachgewiesen, dass das zukünftige Energie- und Bioökonomiesystem in Deutschland nur mit Bioenergie aus Biomasse als fester integraler Bestandteil funktionieren kann.

Unter dem Motto „Bioenergie. Vielseitig, sicher, wirtschaftlich, sauber?!“ möchten wir vor allem nach der Verabschiedung des neuen EEG zum 1. August 2014 veranschaulichen, welchen Stellungswert die Energie aus Biomasse unter den Erneuerbaren heute und zukünftig hat und welche technologischen und effizienten Lösungen auf Basis der politischen und gesetzlichen Bedingungen in der Energieversorgung möglich sind.

Am ersten Tag stehen einführend die politischen Eckpunkte, die von hochrangigen Experten präsentiert und diskutiert werden, und ableitend die vielseitigen Möglichkeiten der Biomassenutzung im Vordergrund. Auch die Ergebnisse aus aktuellen Großforschungsprojekten fließen hier ein. So hat sich z. B. Mitteldeutschland als Motor für die Entwicklung innovativer Energieträger durch den etablierten Spitzencluster Bioeconomy e. V. entwickelt, auf das im Rahmen eines Partnerreferats eingegangen wird.

Am zweiten Tag widmen wir uns verstärkt den Forschungs- und praxisbezogenen Themen des DBFZ und der Kooperationspartner, die Nachhaltigkeit in der Energieversorgung sichern, die effiziente Technologien und Konzepte in der Energiebereitstellung präsentieren und die Emissionen für eine ausgewogene Ökobilanz mindern. Ein Side-Event aus dem Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie stellt Best Practise Beispiele in Deutschland vor. Ein zusätzlicher Side-Workshop spricht vor allem regionale Unternehmer an und zeigt, wie heimische Biomasse in die Gesamtversorgung ökologisch und ökonomisch am sinnvollsten integriert werden kann.

Mit dem umfassenden Programm zieht die Jahrestagung die Aufmerksamkeit aller Bioenergie-Akteure auf sich, die ins Gespräch mit Fachexperten aus der Politik, Wissenschaft und Wirtschaft treten und mehr über die Bioenergietrends erfahren wollen.

Wir wünschen Ihnen eine spannende und diskussionsreiche Tagung mit vielen Anknüpfungspunkten für Ihre tägliche Arbeit und freuen uns auf Ihre Teilnahme!

Herzlich

Prof. Dr. Michael Nelles
(Wissenschaftlicher Geschäftsführer)

Daniel Mayer
(Administrativer Geschäftsführer)

PLENUMSVORTRÄGE

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän (UFZ/ DBFZ/ Universität Leipzig)

Bioenergieforschung heute und Visionen 2050

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän [1][2][3]
[1] *Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ, Department Bioenergie (BEN), Permoser Straße 15, 04318 Leipzig*
daniela.thraen@dbfz.de
[2] *DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig*
[3] *Universität Leipzig, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät, IIRM - Isnstitut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement - Lehrstuhl Bioenergiesyteme, Grimmaische Straße 12, 04109 Leipzig*

Bioenergie ist der wichtigste erneuerbare Energieträger, der über ein breites Spektrum an potenziellen Anwendungen verfügt. In der Vergangenheit wurden technische Systeme entwickelt, die fossile Energieträger substituieren, mit signifikant geringeren Klimagaslasten und gleichzeitig vertretbaren Luft- und Wasseremissionen. Saubere und effiziente Bereitstellungstechnologien von Wärme, Strom und Kraftstoffen aus Biomassen können dadurch heute als Stand der Technik bezeichnet werden. Dabei war stets unstrittig, dass Bioenergie nur eine Option darstellt, das Energiesystem hin zu erneuerbaren Ressourcen zu transformieren, vor allem weil die Verfügbarkeit von nachwachsenden Rohstoffen für die Energiebereitstellung begrenzt ist und dies auch absehbar bleiben wird. Für die nun verfügbaren Technologieoptionen muss daher die Frage beantwortet werden, wo diese den besten Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung leisten können.

Eine Vision für eine solche Integration stellt die „smarte Bioenergie“ dar, die als Prozess verstanden wird, die individuellen Bereitstellungstechnologien schrittweise dahin zu optimieren, dass sie flexibel und nachfrageorientiert die sich entwickelnde erneuerbare Energieversorgung mit anderweitig nicht verfügbaren Versorgungsleistungen unterstützen. Solche Versorgungsleistungen umfassen z.B. Regelenergie und Residuallastbereitstellung im Strombereich, angepasste Wärmeversorgungskonzepte im Zusammenspeil mit solar- und geothermischen Systemen und ggf. Exzessenergie aus der Strombereitstellung, sowie Biokraftstoffe für ausgewählte Anwendungen.

Die Bioenergieforschung kann diese Entwicklung auf verschiedenen Ebenen unterstützen, nämlich in der gezielten Nutzung von biologischen Vorleistungen für die Bereitstellung von bestimmten Bioenergiequalitäten, in der Weiterentwicklung der Bereitstellungskonzepte für Bioenergie und in einer umfassenden Systemintegration. Für die Technologieentwicklung bedeutet dies (i) die Entwicklung von dezentralen, flexiblen Systemen, die sowohl kurzzeitig steuerbar als auch sicher teillastfähig sind, (ii) die Ergänzung mit angepassten Speichersystemen für Bioenergieträger im Zusammenspiel mit anderen erneuerbaren Energieträgern (z.B. „power-to-gas“) sowie (iii) die zielberichtetet Weiterentwicklung von Bioenergieträgern, die einen sicheren Betrieb dieser neuen Systeme gewährleisten und gleichzeitig mit schwankenden Rohstoffqualitäten einer stärker auf Rest- und Abfallstoffe ausgerichteten Rohstoffbasis umgehen können.

Während die Weiterentwicklung der Technologien damit auf den verfügbaren Methoden und Forschungsansätzen aufbauen kann, erfordert die Systemintegration eine grundlegend erweiterte Herangehensweise. Die künftige Bioenergiebereitstellung muss als Teil der Bioökonomie in die effiziente Lenkung der erneuerbaren Kohlenstoffströme eingebunden werden, auf der anderen Seite aber zuverlässige Leistungen zur Unterstützung der Energiewende anbieten – zwei jeweils für sich schon komplexe und vielschichtige Transformationsherausforderungen. Die Forschungsfragen, die sich hieraus ergeben sind interdisziplinär und umfassen neben den klassischen technisch-ökonomisch-ökologischen Fragen z.B. auch Überlegungen zur Etablierung von Nachhaltigkeitsanforderungen und -monitoringsystemen, zur makroökonomischen Bewertung von Bioenergie-basierten Systemdienstleistungen, zur Entwicklung von Konzepten und Geschäftsmodellen für die kombinierte stofflich-energetische Nutzung sowie zu Akzeptanzfragen und Partizipationsmodellen.

Dorothee Mühl (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, BMWi)

Erneuerbare Energien als Hauptpfeiler der Stromversorgung: Wie geht es nach der EEG-Reform weiter mit der Energiewende?

Text lag bei Redaktionsschluss nicht vor.

Andreas Pilzecker (EU-Kommision)

Bioenergiepolitik auf EU-Ebene – Chancen und Rahmenbedingungen

Andreas Pilzecker
European Commission, Directorate-General for Agriculture and Rural Development
H4 Bioenergy, Biomass, Forestry & Climate Change
Rue de la Loi 130, 1040 Bruxelles, Belgium
Andreas.Pilzecker@ec.europa.eu

Die Förderung von Bioenergie auf EU-Ebene erfolgt im Rahmen der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (EE-Richtlinie). Diese Richtlinie enthält verbindliche Ziele für 2020 pro Mitgliedstaat der Europäischen Union, was zu einem Anteil von 20 % erneuerbarer Energieträger in der EU und einen Anteil von 10 % für erneuerbare Energie im Verkehrssektor führen soll. Die Richtlinie über erneuerbare Energien etabliert Kriterien für die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen für die Erreichung der genannten Ziele. Für feste und gasförmige Biomasse gibt es jedoch keine verbindlichen Nachhaltigkeitskriterien auf EU-Ebene. Die Europäische Kommission hatte im Jahr 2010 empfohlen, dass die einzelstaatlichen Kriterien in fast jeder Hinsicht die Kriterien für die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen abbilden sollten - aus Gründen der Kohärenz und zur Vermeidung unerwünschter Ungleichbehandlung bei der Nutzung von Rohstoffen.

Diese Empfehlungen wurden kürzlich bestätigt. Potenzielle Risiken im Zusammenhang mit der Nachhaltigkeit der Nutzung von Biomasse in großem Maßstab werden hinreichend auf EU- Ebene mittels einer Reihe bereits bestehender Maßnahmen gemindert; unter anderem durch die Umweltstandards in der gemeinsamen Agrarpolitik, der EU-Verordnung über das Inverkehrbringen von Holz und der EU-Forststrategie. Vermutlich werden die aktuellen Strategien für erneuerbare Energien nicht ausreichen, um die für 2020 gesetzten Ziele zu erreichen. Biomasse kommt nicht wie so voran wie einige der nationalen Aktionspläne für erneuerbare Energie (NREAP) der Mitgliedstaaten der EU das erwartet hatten.

Trotz der korrigierten Erwartungen bis 2020 - Bioenergie wird eine wichtige Rolle spielen und die Hälfte der Zielerreichung für erneuerbare Energien für 2020 leisten. Die EU wird ihre Nachfrage nach fester und gasförmiger Biomasse zur Erzeugung von Bioenergie voraussichtlich auch weiterhin weitgehend durch inländische Rohstoffe decken. Der größte Teil des Zuwachses stammt von der Nutzung von Biomasse aus Wäldern, hauptsächlich Rundholz und industrielle Rückstände, aber auch Schwarzlauge und Forstabfälle. Die Nutzung landwirtschaftlicher Biomasse – gleichwohl mengenmäßig weit weniger bedeutend - wird kräftig zunehmen. Es wird erwartet, dass sie ihren Anteil von 14 % auf etwa 32 % erhöht. Auch Einfuhren von Biomasse werden eine zunehmend wichtige Rolle spielen. Bis zum Jahr 2020 könnten etwa 25 Mio. t RöE Biomasse, insbesondere als Holzpellets, eingeführt werden, die dann etwa 18 % der gesamten primären Bioenergie zu liefern.

Im Rahmen der Klima- und Energiepolitik bis 2030 schlägt die Europäische Kommission zwei neue EU-weite Ziele für 2030 vor: Erstens sollen die Treibhausgasemissionen in der EU um 40 % gegenüber dem Niveau von 1990 sinken, und zum anderen die erneuerbaren Energien mindestens 27 % des Endenergieverbrauchs in der EU erreichen. Im Juli 2014 schlug die Kommission außerdem eine Erhöhung der Energieeffizienz um 30 % bis 2030 vor. im Rahmen der Anstrengungen der EU zur Umstellung auf eine emissionsarme Wirtschaft bis zur Mitte des Jahrhunderts wird eine stärkere Nutzung der Biomasse einen bedeutenden Beitrag leisten.

Anita Domschke (Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft)

Reststoffbasierte Bioenergiebereitstellung in Sachsen – Stand und Perspektiven

Ministerialdirigentin Anita Domschke
Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft
Archivstraße 1, 01097 Dresden
anita.domschke@smul.sachsen.de

Vielseitig, sicher, wirtschaftlich und sauber ... Stellen wir uns so die Energieversorgung der Zukunft vor? Die diesjährige DBFZ-Jahrestagung widmet sich dieser Frage.

Unsere heutige Energie stammt zu 80 Prozent aus den konventionellen Energieträgern Kohle, Öl, Gas und Kernenergie. Sie sind in der Erzeugung kostengünstig – aber erfüllen sie damit die vorgenannten Prämissen? Nur zum Teil!

„Das Erdöl ist eine nutzlose Absonderung der Erde – eine klebrige Flüssigkeit, die stinkt und in keiner Weise verwendet werden kann." Dies stellte 1806 die Akademie der Wissenschaften in St. Petersburg fest. Die Vielseitigkeit und ein sauberes Handling des Rohstoffes Erdöl konnten die Wissenschaftler dieser Zeit nicht entdecken.

Auch Erneuerbare Energien sind nicht ohne Einschränkungen. Können sie sauber, sicher, vielseitig und wirtschaftlich sein, wenn sie aus Biomasse erzeugt werden? Abfälle und Reststoffe bilden einen nicht unerheblichen Teil der biogenen Rohstoffe. Das Aufkommen und die Nutzung von Abfällen und Reststoffen sowie die Erzeugung und Strukturdaten zu Erneuerbaren Energien in Sachsen sind wichtige Fragen und Themen.

Die Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (AEE) sammelt und veröffentlicht Daten zur deutschen Energieversorgung, beispielsweise zum Strombedarf [01]. Sie berichtet, dass im ersten Quartal 2014 bereits 28 Prozent des deutschen Strombedarfs aus Erneuerbaren Energien gedeckt wurden. 2013 lag der Anteil bei 25 Prozent. In Sachsen werden etwa 20 Prozent des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt. Erneuerbare Energien sind daneben Klimaschützer Nummer 1. Im Vergleich mit den konventionellen Energieträgern sparen sie Treibhausgase. Dadurch konnten im Jahr 2013 in Deutschland 148 Millionen Tonnen Kohlendioxid (CO2) vermieden werden.

Und noch eine Statistik der AEE zur Bioenergie: 3.547 Megawatt Leistung wurden in Deutschland 2013 mit Biogasanlagen (BGA) erzeugt, in Sachsen davon ca. 115 MW. Damit liefern Biogasanlagen in Sachsen bereits ein Drittel des Stroms aus Erneuerbaren Energien. Aus der Gülle einer einzigen Kuh können im Jahr etwa 1.000 Kilowattstunden Strom erzeugt werden [02]. Diese Energie reicht für 1.000 Vollwaschgänge und vermeidet etwa 600 kg Treibhausgas. Das ist die Menge, die ein 1,6èr-Golf auf einer Strecke von etwa 3.500 km ausstößt. Alle sächsischen Kühe könnten damit Treibhausgase für 665 Millionen km vermeiden, das sind 860 Fahrten zum Mond und wieder zurück.

Es wundert daher nicht, dass 93 Prozent aller in Umfragen befragten Deutschen die Nutzung und den Ausbau der Erneuerbaren Energien für wichtig oder sehr wichtig halten.

1. Abfälle und Reststoffe

Die Nutzung von Abfällen und Reststoffen unterliegt verschiedenen Gesetzen und Verordnungen. Diese enthalten Definitionen, jeweils für den Zweck der Regelung. Die Verordnung zur Regelungen der Biokraftstoffquote, die 36. BImSchV, definiert (u. a.) Reststoffe: dies sind Rohglycerin, Tallölpech, Gülle und Stallmist, Stroh, Altspeisefette und -öle. Das Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) erklärt den Begriff „Bioabfall" als biologisch abbaubare pflanzliche, tierische oder aus Pilzmaterialien bestehende Abfälle verschiedener, speziell festgelegter Herkünfte.

2. Abfälle und Reststoffe – Aufkommen in Sachsen

Den öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträgern in Sachsen – das sind die Landkreise, Kreisfreien Städten und Abfallverbände – wurden im Jahr 2012 insgesamt fast 1,8 Millionen Tonnen Abfälle zur Entsorgung überlassen [03]. Davon waren knapp 250.000 Tonnen biogene Abfälle – d.h. 13 % des Gesamtaufkommens der eingesammelten sächsischen Abfälle sind biologischer Herkunft.

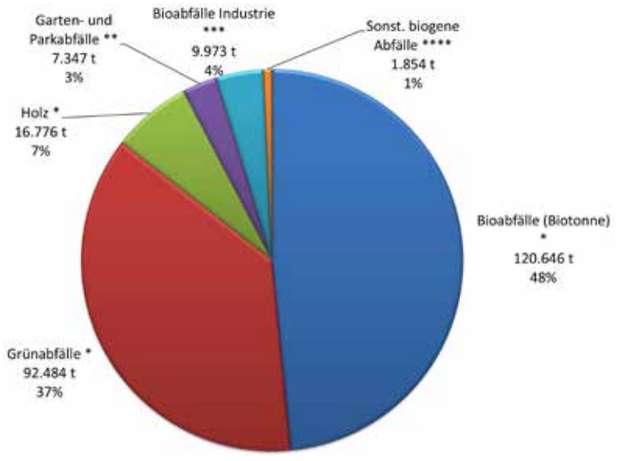


Abbildung 1: durchschnittliche Abfallmengen, Herkünfte und Anteile von Bioabfällen der Jahre 2008 bis 2012 in Sachsen

Abbildung 1 zeigt die durchschnittlichen Abfallmengen, Herkünfte und Anteile von Bioabfällen der Jahre 2008 bis 2012 in Sachsen. Der größte Anteil der sächsischen Bioabfälle stammt aus Biotonnen privater Haushalte – 48 % bzw. 120.000 Tonnen, gefolgt von Grünabfällen mit 92.000 Tonnen (37 %). Das sind insgesamt ca. 15 % der Abfälle aus privaten Haushalten sowie dem Kleingewerbe und entspricht 50 kg je Einwohner und Jahr. Das Gros dieser Abfälle wird derzeit lediglich kompostiert. Nur aus einem geringen Anteil wird derzeit Energie gewonnen, konkret aus einem Teil der Bioabfälle der Landeshauptstadt.

Ein Vergleich der Bundesländer zeigt, dass die westdeutschen Flächenländer bei der getrennten Sammlung von Bioabfällen deutlich höhere Werte als die östlichen Flächenländer und die deutschen Stadtstaaten erzielen. Laut einer Potenzialstudie für Bioabfälle beträgt das Bioabfallpotenzial aus privaten Haushalten und Kleingewerbe Sachsen im Jahr ca. 830.000 Tonnen. Nach Abzug der getrennt gesammelten Bioabfälle, der geschätzten eigenkompostierten Menge sowie der Menge, die im Restabfall verbleibt, ergibt sich ein nutzbares Potenzial an Bioabfällen aus Haushalten von etwa 300.000 Tonnen im Jahr, was etwa 74 kg pro Einwohner und Jahr entspricht.

Das Kreislaufwirtschaftsgesetz verlangt, dass Bioabfälle ab dem 01.01.2015 getrennt gesammelt und einer hochwertigen Verwertung zugeführt werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass die getrennt gesammelte Bioabfallmenge in den nächsten Jahren merklich zunimmt.

Zusätzlich zu den vorgenannten Bioabfällen fallen jährlich mindestens 7 Millionen m³ Rinder- und Schweinegülle als Reststoffe an. Mengen anderer tierischer Exkremente, z. B. Geflügelkot und Mist, sowie Stroh und Futterreste kommen noch hinzu.

Selbstverständlich werden in Sachsen nicht nur Abfall- und Reststoffe zur Energieerzeugung aus Biomasse genutzt, sondern auch Anbaubiomasse von landwirtschaftlichen Flächen. Die Bodenfläche von Sachsen beträgt insgesamt 1,8 Millionen ha oder 18.420 km² [04]. Davon sind knapp 55 % landwirtschaftliche Nutzflächen, also 1 Million ha. Von der landwirtschaftlichen Nutzfläche sind 71 % Ackerland und 18 % Grünland. Zur Erzeugung von

Biomasse stehen in Sachsen darüber hinaus etwa 500.000 ha Waldfläche zur Verfügung (27 % der sächsischen Fläche). Zur energetischen Nutzung von Holz steht hier überwiegend Waldrestholz zur Verfügung, der größere Teil der Holzernte wird zuerst stofflich genutzt.

Im Mittel der letzten 10 Jahre (2004 – 2013) wurden über 54 % der sächsischen Ackerfläche zum Getreideanbau genutzt, dazu kommen noch Körner- und Silomais mit zusammen knapp 12 % der Ackerfläche. Winterraps wird auf 18 % der Fläche angebaut. In der sächsischen Ackerflächennutzung lassen sich im Zeitraum von 1999 bis 2013 verschiedene Trends beobachten. In diesem Zeitraum wurde der Anbau von Silo- und Körnermais jährlich um 10 % ausgedehnt. Für diese Steigerung ist wohl überwiegend der Energiepflanzenanbau verantwortlich, aber sicher nicht nur. Der Anbau von Hülsenfrüchten war im gleichen Zeitraum um 5,6 % rückläufig. Der Getreideanbau ist insgesamt nur knapp negativ, aber einzelne Getreidearten – Triticale, Sommergerste und Hafer – weisen negative Trends zwischen 1 und fast 3 % jährlich auf.

3. Erneuerbare Energien in Sachsen – Erzeugung und Verbrauch

Die Erzeugung und der Verbrauch von Erneuerbaren Energien sind in Sachsen stetig angestiegen. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch beträgt inzwischen über 20 % [05].

Betrachtet man indessen den Gesamt- oder Primärenergieverbrauch zeigt sich ein differenziertes Bild: Lag der Anteil der erneuerbaren Energien in Sachsen am Gesamtenergieverbrauch (Strom, Wärme, Verkehr usw.) 1995 noch bei 0,3 %, so stieg er kontinuierlich auf inzwischen etwa 8 % an. Dabei hat Sachsen durchaus noch Nachholbedarf: in Deutschland beträgt der Anteil an Erneuerbaren Energien vom Gesamtenergieverbrauch bereits knapp 12 %.

Die Sächsische Staatsregierung hat das Ziel, die Effizienz der Energieerzeugung, der Energieverteilung und der Energieanwendung kontinuierlich zu steigern [06]. Dazu soll bis 2020 (u.a.) der Anteil des Stromes aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen am Bruttostromverbrauch auf 30 % erhöht werden. Außerdem soll die Energieversorgung so gestaltet werden, dass eine sichere, wirtschaftliche, umwelt- und sozialverträgliche Bereitstellung von Energie zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden kann.

Weiterhin soll bis 2022 der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 28 % steigen. Im sächsischen Energie- und Klimaprogramm (EKP) werden konkrete Ziele für die Stromerzeugung aus Wind, Sonne, Wasser und Biomasse festgelegt.

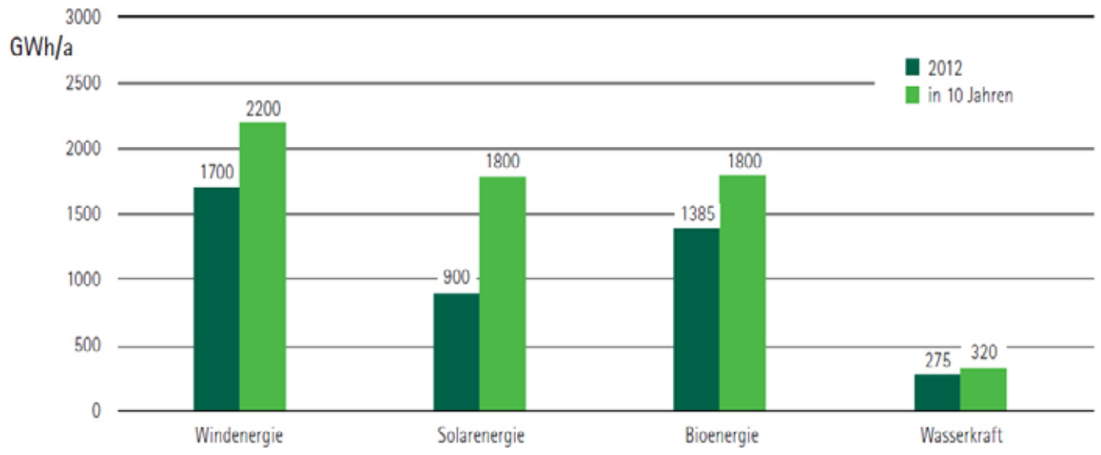


Abbildung 2: Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung, vorläufige Werte für das Jahr 2012 und Potenziale (Quelle 7: EKP).

Die Steigerung der jährlichen Stromlieferung aus Bioenergie bzw. Biomasse von 2012 bis 2022 um 415 GWh erscheint unter den gerade erst geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen als ehrgeiziges Ziel, aber bereits 2013 wurden etwa 1.635 GWh aus Biomasse erzeugt [07]. Die erzeugte Menge Strom aus erneuerbaren Energien hat sich im Zeitraum seit 2006 etwa verdoppelt. Die Hauptlieferanten für den sächsischen Strom aus erneuerbaren Energien sind Wind und Biomasse. Seit 2011 nimmt der Teil solarer Energieerzeugung durch Photovoltaikanlagen am stärksten zu.

Ein ähnliches Bild zeigt sich bei der installierten Leistung der Anlagen zur Stromerzeugung: Die installierte Leistung hat sich schon beinahe verdreifacht. Den größten Anteil an der installierten Leistung haben Wind und Sonne. 2013 betrug die installierte Leistung zur Stromerzeugung aus Windkraftanlagen etwa ein Gigawatt, die Leistung von Photovoltaikanlagen über 1,3 GW. Biomasseanlagen hatten insgesamt eine Leistung zur Stromerzeugung von 246 Megawatt (bzw. 0,25 GW), Wasserkraft etwa 94 MW (bzw. 0,09 GW).

Der Schwerpunkt der Stromerzeugung aus Wind und Sonne birgt gleichzeitig auch das Risiko der wechselnden Verfügbarkeiten und Mengen des erzeugten Stroms. Daher ist die gleichmäßige Weiterentwicklung der Biomasse-Leistung zum stabilen Wachstum der Erneuerbaren Energien insgesamt wichtig.

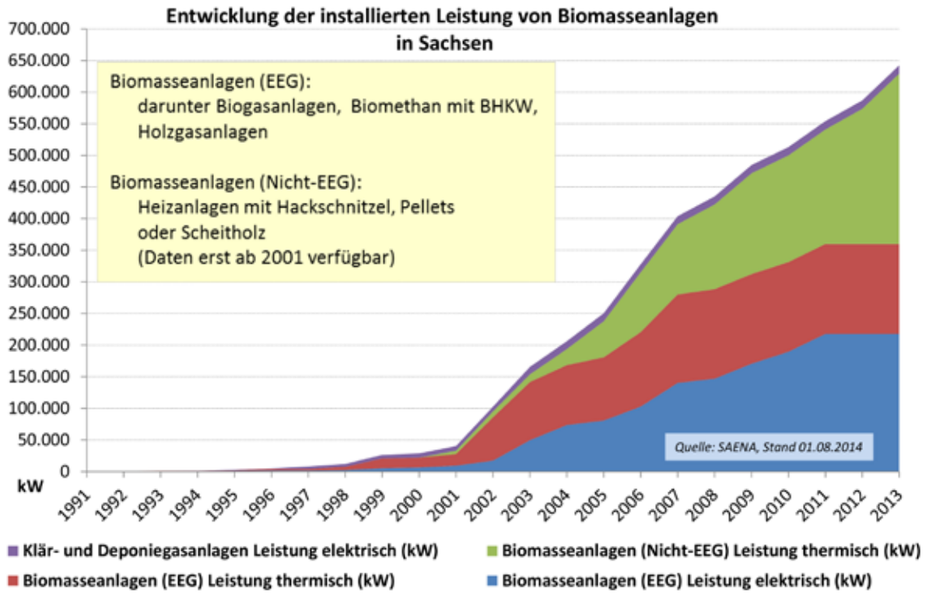


Abbildung 3: Installierte Leistung aller Biomasseanlagen in Sachsen (inkl. Wärme, Verkehr usw.)

Die Summe aller bekannten installierten Leistungen von Biomasseanlagen – elektrisch und thermisch – hat in Sachsen beinahe die Schwelle von 650.000 kW bzw. 650 Megawatt oder 0,65 Gigawatt erreicht (darunter Biomasse zur Stromerzeugung in Höhe von 0,25 GW). Insgesamt betrug 2013 die installierte Leistung aus Biomasseanlagen mit elektrischer Leistung 0,25 GW und mit thermischer Leistung 0,14 GW. Sächsische Biomasse-Heizanlagen kommen inzwischen auf eine thermische Leistung von 0,27 GW.

Der überwiegende Anteil der (bekannten) Biomasseanlagen wird daher thermisch oder thermisch und elektrisch (z. B. BGA) genutzt. Die Anzahl der bekannten, rein thermischen Biomasseanlagen (Heizanlagen) ergab Ende 2013 bereits über 10.600 Anlagen mit einer mittleren installierten Leistung von 25,3 kW. Die Leistung von ca. 25 kW entspricht einem Heizbedarf für ein modernes Mehrfamilienhaus mit etwa 650 m² Wohnfläche.

Biogaserzeugung in landwirtschaftlichen Unternehmen in Sachsen

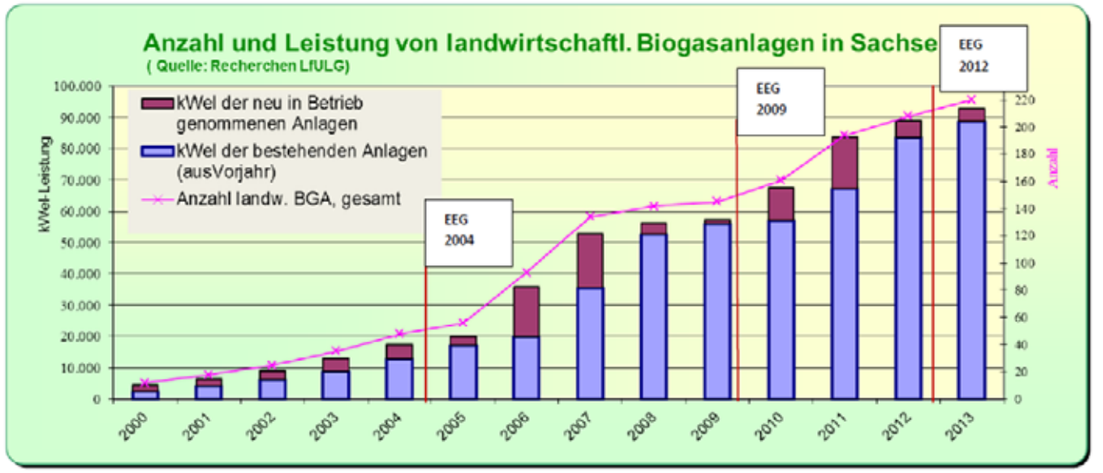


Abbildung 4: Anzahl und Leistung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Sachsen (Quelle 8: LfULG, Bilddatei)

Energieerzeugung aus Reststoffen – Gülle, Mist, Stroh und Futterreste – findet in Sachsen fast ausschließlich in Verbindung mit landwirtschaftlicher Produktion statt.

Insgesamt sind in Sachsen mindestens 255 Biogasanlagen (BGA) am Netz [08], darunter sind 220 landwirtschaftliche BGA mit einer durchschnittlichen Anlagenleistung von 420 kWel. Bekannt sind außerdem 23 gewerblich betriebene Anlagen mit Substratzukauf und 11 BGA an Kläranlagen. Zusätzlich erfolgt in 7 Biomethananlagen eine Gaseinspeisung ins Erdgasnetz.

Die aktuelle Planung von Biogasanlagen ist aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen des EEG 2014 sehr zurückhaltend. Die Ursachen dafür sind in einer stark eingeschränkten Planungssicherheit neuer Anlagen zu suchen. Weggefallene Boni, Degression und Direktvermarktung lassen eine sichere wirtschaftliche Kalkulation von Vergütungen und Erlösen kaum noch zu. Echte Anreize zur Flexibilisierung der Anlagen sind nicht zu erkennen.

Chancen bietet das EEG 2014 trotz allem für Gülle-Biogasanlagen bis 75 kW, da die Förderung dieser Anlagen unverändert fortgeführt wird. Potenziale für Gülle-BGA bis 75 kW liegen in Sachsen vor allem bei Haupterwerbsbetrieben oder Zusammenschlüssen mit mindestens 190 Milchkühen oder 700 Zuchtsauen oder 2.300 Mastschweinen (Durchschnittsbestände) [09]. Das wären in Sachsen immerhin noch etwa 40 bis 60 BGA mit 75 kW!

Trotz allem kann in Sachsen nicht von einer „Vermaisung“ der Landschaft gesprochen werden. Wie bereits gezeigt wird nur auf etwa 12 % der sächsischen Ackerfläche Mais angebaut. Die mittleren täglichen Substratmengen, die im Anlagen-Monitoring des Landesamtes ermittelt wurden, bestehen daher überwiegend aus Rinder- und Schweinegülle (etwa 70 % der Gesamtmenge). Dazu wird noch etwa 13 % Maissilage als Substrat eingesetzt.

5. Fazit: Biomassepotenziale - Wie weiter?

Die vorhandenen Potenziale der Abfälle und Reststoffe werden in Sachsen bisher nur wenig genutzt – da sind in allen Bereichen noch Chancen und Potenziale vorhanden.

Allein aus der in Sachsen anfallenden Gülle von Rindern und Schweinen könnten in Biogasanlagen jährlich etwa 500.000.000 kWh (oder 500 GWh) Strom und ebenso viel Wärme erzeugt werden. Das entspricht der Versorgung

mit Strom von etwa 200.000 sächsischen Durchschnitts-Haushalten und einer Wärmeversorgung von 25.000 Einfamilienhäusern im Jahr.

Große Potenziale ergeben sich auch bei der Nutzung von Landschaftspflegematerial, Grünschnitt und Grünabfällen. Das sind etwa 70.000 t Biomasse pro Jahr – genug, um damit eine Biogasanlage mit knapp einem Megawatt elektrischer Leistung ein Jahr lang zu füttern und über 7 Millionen kWh elektrischen Strom und fast 8 Millionen kWh Wärme zu erzeugen. Der erzeugte Strom würde damit für weitere 3.000 Haushalte reichen, die Wärme für 400 Häuser.

Etwa 120.000 Tonnen Biomasse aus Speise- und Schlachtabfällen, aus biologischen Abfall- und Reststoffen der Industrie oder aus den Biotonnen von Haushalten stehen noch zur energetischen Nutzung zur Verfügung. Dies sind zurzeit noch versunkene Schätze, die gehoben werden können.

Aber nicht nur die Nutzung als Energieträger macht die Schatzsuche nach den Rohstoffen sinnvoll. Auch die Klimaeffekte durch Treibhausgaseinsparungen bieten Potenziale für die Biomassenutzung. Ob Strom oder Wärme oder Nutzung im Verkehrssektor – alle Sektoren sind ausbaufähig.

Vielseitig, sicher, wirtschaftlich, sauber – Bioenergie kann alle diese Forderungen erfüllen, und das muss sie auch, wenn die ehrgeizigen Klimaziele von Sachsen, Bund und EU erreicht werden sollen.

6. Literatur

Die Quellen beziehen sich jeweils auf Daten der zusammenhängenden Abschnitte.

[01] Branchenmeldungen - Agentur für Erneuerbare Energien - 12 Fakten über EE.html, 28.04.2014
[02] Biogas - Agentur für Erneuerbare Energien - 1000 Kilowattstunden.html, 28.04.2014
[03] Zinkler, S.; Ritscher, M.; Winter, D. et al (2014): Siedlungsabfallbilanz 2012; Herausgeber: Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie; 2014.
[04] Wagner, J.; Kügler, T.; Heidrich, K. et al (2012): Potenzial biogener Abfälle im Freistaat Sachsen, Schriftenreihe, Heft 10/2012; Herausgeber: Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie; 2012.
[05] Statistisches Landesamt Sachsen; verschiedene Veröffentlichungen sowie Datenbank GENESIS.
[06] Sächsische Energieagentur -SAENA GmbH; verschiedene Veröffentlichungen sowie Online-Daten.
[07] Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012; Herausgeber: Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr; 2013.
[08] Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie; Monitoring von Biogasanlagen.
[09] Ist-Stand und Minderungspotenziale der Treibhausgas-Emissionen der sächsischen Landwirtschaft; Herausgeber: Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie; 2014.

Prof. Dr. mont. Michael Nelles (DBFZ)

Abschlussvortrag: Ein Blick über den Tellerrand - Bioenergienutzung in China

Prof. Dr. mont. Michael Nelles [1,2], Michael Oos [3], Qian Mingyu [3], Prof. Dr. Bernhard Raninger† [3], Dr. Andrea Schüch [1,2]
[1] Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Lehrstuhl Abfall- und Stoffstromwirtschaft, Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock
[2] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Torgauer Str. 116, 04347 Leipzig
[3] German Development Cooperation (GIZ), FECC of Ministry of Agriculture, Beijing, P.R. China

Schlagworte: Biomasse, Biogas, Biomethan, Erneuerbare Energie

1. Einführung

China ist charakterisiert durch dynamisches Wirtschaftswachstum und eine wachsende Bevölkerungszahl, verbunden mit einem steigenden Lebensstandard. Das Land ist zunehmend mit den damit verbundenen Umweltproblemen beschäftigt und versucht diese mit verschiedenen Maßnahmen in den Griff zu bekommen. Zum Beispiel folgt die VR China der Abfallhierarchie, Abfall zuerst zu vermeiden, dann zu recyceln und als letzte Option umweltverträglich zu behandeln und zu entsorgen, wobei das das Verursacherprinzip verfolgt wird (Tian et al 2013). Für die umweltfreundliche Nutzung von organischen Abfällen und Reststoffen ist die Biogastechnologie sehr gut geeignet. Die energetische Verwertung des vorhandenen Biomassepotenzials kann helfen, den wachsenden Energiebedarf des Landes zu erfüllen.

Die Nutzung von Biomasse zur Erzeugung von Energie wird als wichtige zukünftige Säule in der chinesischen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien gesehen, welche - nach dem mittel-und langfristigen Entwicklungsplan für Erneuerbare Energien in China (NDRC 2007) - rund 15% des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2020 ausmachen soll. Bioenergie kann helfen, den Energiemix zu diversifizieren und zu einer stabilen Grundlastkraft beizutragen. Es fördert auch die ländliche Entwicklung, trägt zu einer Verringerung der lokalen Umweltbelastung sowie von Treibhausgasemissionen im Rahmen einer kohlenstoffarmen Wirtschaft bei.

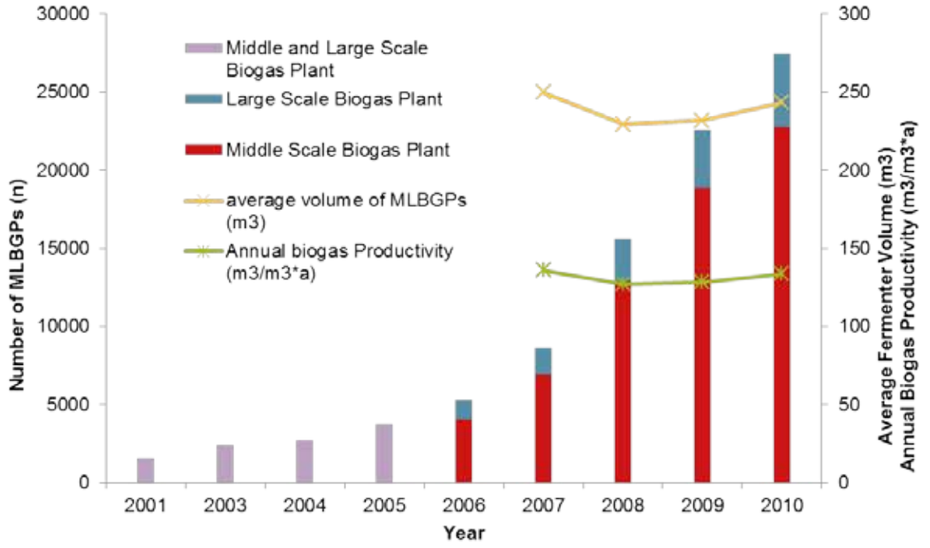


Abbildung 1: Entwicklung der installierten Kapazität (durchschnittliches Fermentervolumen) und die jährliche Biogasproduktivität von mittleren und industriellen Biogasanlagen (MLBGPs) in China während der Jahre 2001 bis 2010 (Quelle: BIOMA (2010), angepasst)

Um sich der positiven Effekte bei der Nutzung von Energie aus Biomasse bedienen zu können, hat sich die chinesische Regierung die ehrgeizigen Ziele gesetzt, bis 2020 eine installierte Stromerzeugungskapazität von 3 GW aus großen Biogasanlagen zu erreichen und außerdem Biogas zu Biomethan aufzubereiten, um den Transportsektor mit einem alternativen Kraftstoff versorgen zu können.

Während des letzten Jahrzehnts hat die Regierung den Bau von mittleren und großen Biogasanlagen (BGA) (mittlere BGA: Fermentervolumen >50 m³, große BGA: Fermentervolumen > 300 m³) subventioniert, ihre Leistungsfähigkeit liegt jedoch weit hinter internationalen Standards zurück, der Beitrag zur Erzeugung erneuerbarer Energien ist daher marginal (Abbildung 1). Diese Situation resultiert aus der aktuellen Förderpolitik für den Bau von Biogasanlagen, jedoch nicht aus deren effizientem Betrieb. Diese Anreize müssen angepasst werden, um eine effiziente marktkonforme Biomassenutzung sowie die übergeordneten Ziele in China umsetzen zu können.

2. Projektziel

Das übergeordnete Ziel des deutsch-chinesischen Projektes zur Biomassenutzung am Außenwirtschaftskooperationszentrum (FECC) des chinesischen Landwirtschaftsministerium (MOA) ist es, den technischen Standard und die Betriebsleistung der industriellen Biogasanlagen, welche Energie aus Biomasse erzeugen, zu verbessern und Biogas-Energie attraktiver für staatliche und private Investoren zu machen. Demonstrationsprojekte können dazu dienen, die internationale Best-Practice-Planung sowie den Bau und Betrieb von Großbiogasanlagen zu veranschaulichen. Schulungen für Anlagenbauer und Techniker sowie Politikberatung und Netzwerke aus Wirtschaft und Wissenschaft wurden aufgebaut, um das Wissen und die Kompetenz in diesem Bereich zu verbessern.

3. Ansätze

Das Projekt "Integrated Renewable Biomass Energy Development Project" kooperiert eng mit dem Projekt “Integrated Renewable Biomass Energy Development Sector Project“ der Asian Development Bank (ADB), welche durch das Ministerium für Landwirtschaft (MOA) von der Global Environmental Facility (GEF) und dem Multi Donor Clean Energy Fund (CEF) umgesetzt und weiter unterstützt wird. Im Rahmen des ADB-Projekts werden von 2009 bis 2015 insgesamt 100 mittlere und große Biogasanlagen in den Provinzen Heilongjiang, Henan, Jiangxi und Shandong gebaut. Das chinesisch-deutsche Biomasse-Projekt unterstützt diese Investitionen durch technischen Support und Beratung in den vier ADB-Provinzen, als auch in anderen Provinzen mit Demonstrationsprojekten wie in Sichuan und Peking. Das Projekt hilft bei der Planung, dem Bau und Betrieb von etwa sechs bis acht ausgewählten Demonstrationsvorhaben (Abbildung 2). Die Projektauswahl basiert auf deren Innovationsumfang und der Motivation, erfolgreiche, internationale Best-Practice- Geschäftsmodelle mit technologischem Ansatz zu schaffen.

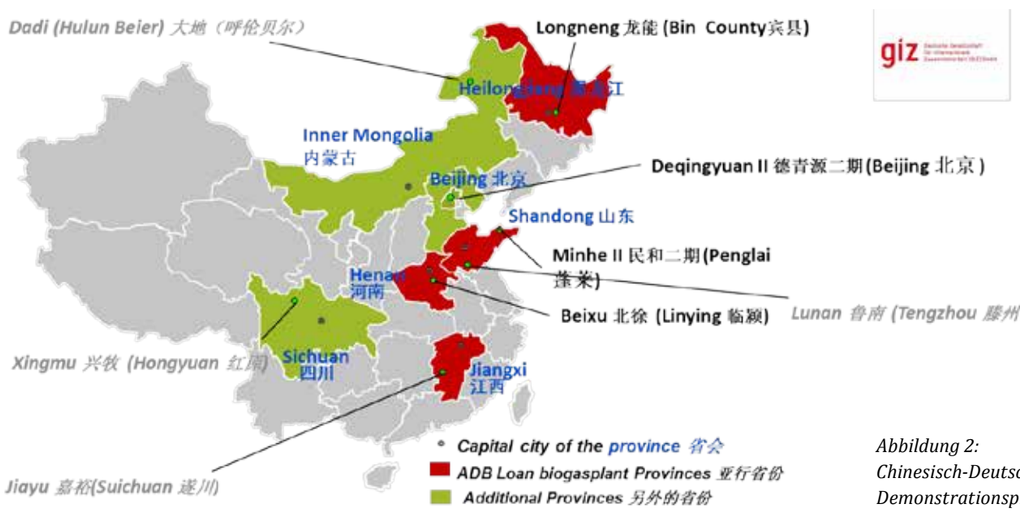


Abbildung 2: Chinesisch-Deutsche Demonstrationsprojekte (GIZ)

Darüber hinaus wurde die Installation von Schulungslaboratorien an den Standorten der Demonstrationsprojekte in den fünf Provinzen unterstützt, welche als zukünftige Veranstaltungsorte für offizielle Schulungen der Biogasanlagen-Techniker dienen sollen. Weitere unterstützende Maßnahmen sind die Organisation von Schulungen für relevante Akteure auf Landesebene sowie Studienreisen und Partner-Schulungen bspw. in Deutschland.

In Bezug auf die Unterstützung der Politik für den chinesischen Biogas-Sektor, war es die Position des Projekts, durch die Unterstützung von Subventionen, anstelle kurzfristiger Investitionsförderung eine langfristige Sicherheit auf der Grundlage der operativen Leistung von Biogasanlagen bereitzustellen. Ferner soll die Biogas-Branche den Zugang zum Energiemarkt bekommen sowie in den geplanten Emissionshandel in China eingebunden werden und davon profitieren.

Alle diese Maßnahmen verfolgen das Gesamtkonzept, dass die deutsche und chinesische Biogasbranche, Maschinenbauunternehmen sowie Betreiber von Biogasanlagen und Forschungseinrichtungen kooperieren.

4. Demonstrationsprojekte

4.1. Projekt Longneng, Kreis Bin, Provinz Heilongjiang: Nachhaltige Städtische Bioabfall-Managementlösung für China

Biogasanlagen-Design: Technologie zur Trockenfermentation, Mitvergärung von 130.000 Mg biologisch abbaubarer Siedlungsabfälle und Mist pro Jahr, Gesamtinvestition: 58 Mio. CNY (73 Mio. CNY inkl. des lokalen Biogasnetzes)

Abbildung 3: Projekt in Longneng, Boxenfermenter der Biogasanlage (GIZ).

4.2. Projekt Jiayu, Suichuan, Provinz Jiangxi

Biogasanlagen Design: 33.000 Mg Schweinegülle pro Jahr, Gesamtinvestition: 8 Mio. CNY

Umfang der Innovation:

- Biogasanlage angepasst an eine Schweinefarm mit 10.000 Tieren in einem armen, ländlichen Gebiet
- Integration in eine bestehende UASB Biogasanlage in ein neues Technologiekonzept (CSTR)
- Gemeinsam von ADB, CEF und GIZ unterstützt
- Labor-Trainings-Center für MLBGPs Techniker-Schulung in der Provinz Jiangxi

4.3. Projekt Lunan, Tengzhou, Provinz Shandong

Biogasanlagen Design: 86.000 Mg Hühnermist und Abwasser pro Jahr, Gesamtinvestition: 24 Mio. CNY

Umfang der Innovation:

- Zentrale Mitvergärung (Hühnermist / Schlämme aus einem Schlachthaus) mit 2 Millionen Hühnern aus 40 Farmen
- Gemeinsam von ADB, GEF, CEF und GIZ unterstützt

4.4. Projekt Dadi, Hulun Beier, Region: autonome, Innere Mongolei

Biogasanlagen-Design: 450.000 Mg Kuhmist, Stroh und Klärschlamm pro Jahr, Gesamtinvestition: 73 Mio. CNY

Umfang der Innovation:

- Große CSTR Anlage für Kuhmist und Mitvergärung von Stroh
- Großmaßstäbliches Projekt zur Biogasaufbereitung
- Berücksichtigung der extremen Kälte in der nördlichen, inneren Mongolei
- Hochwertige organische Dünger für die Gemüse-und Getreideproduktion

4.5. Projekt Xingmu, Hongyuan, Provinz Sichuan

Biogasanlagen-Design: 58.000 Mg Yak-Dung pro Jahr, Gesamtinvestition: 30 Mio. CNY

Umfang der Innovation:

- Zentrales Großprojekt, Gülle von 25.000 Yaks aus Gemeinden und Betrieben in 10 km Umkreis
- Größte Pilot-Biogasanlage im Bereich der tibetischen Minderheit
- Biogas Versorgungsnetz, um getrocknete Yak Dung als traditionellen Brennstoff zum Kochen und Heizen mit Biogas zu ersetzen
- Kalte klimatische Bedingungen und Höhen
- Schlüsselprojekt von Chinas 12. Fünfjahresplan unter Berücksichtigung erneuerbarer Energie
- kohlenstoffarme Wirtschaft in den ländlichen Gebieten und Grünlandschutz (Nutzung der Gärreste)

4.6. Projekt Beixu, Linying, Provinz Henan

Biogasanlagen Design: 400.000 Mg Schweinegülle und Abwasser pro Jahr, Gesamtinvestition: 34 Mio. CNY

Umfang der Innovation:

- Stromproduktion, große Biogasanlage mit CSTR-Technologie und Integration von bestehender UASB für flüssige landwirtschaftliche Reststoffe
- Einspeisung ins Stromnetz
- Wärmenutzung durch die Industrie
- Gemeinsam von ADB, CEF und GIZ unterstützt
- CDM-Projekt: UNFCCC-Registrierung im April 2011, 60.000 Mg CO2 pro Jahr, je 9 EUR/Mg CO2, für 17 Jahre Laufzeit

Abbildung 4: Projekt in Beixu, Provinz Henan, Biogasanlage im industriellen Maßstab (GIZ).

4.7. Projekt Deqingyuan II, Peking

Biogasanlagen Design: 100.000 Mg Maisstroh und flüssige Abwasser aus Deqingyuan (DQY) I pro Jahr, Gesamtinvestition: 150 Mio. CNY

Umfang der Innovation:

- Große CSTR-Biogasanlage welche Stroh nutzt, Biogasaufbereitung
- Verdichtetes Biomethan (anstelle von Biogas mit geringer Qualität) wird an rund 39 Dörfer verteilt und für Fahrzeuge verwendet
- Der flüssige Rückstand des DQY Phase-I- Biogasprojekts wird als Ausgangsmaterial zur Vergärung von Stroh recycelt.

Unter Berücksichtigung der Kreislaufwirtschaft wird ein innovatives Geschäftskonzept entwickelt: Tierfutterpflanzenzucht → Tierzucht → Energieproduktion/Nutzung → Produktion von organischem Dünger → Tierfutterpflanzenzucht

Abbildung 5: Projekt in Deqingyuan, Beijing, Biomethan-Tankstelle (GIZ).

4.8. Projekt Minhe II, Penglai, Provinz Shandong

In diesem Projekt wird innovative deutsche Technologie genutzt, um 60.000 m³ Biogas pro Tag zu Biomethan aufzubereiten, welches als Ersatz für Erdgas zur Nutzung als Kraftstoff für Fahrzeuge dienen soll (develoPPP.de).

Weiterhin betreibt das Projekt Politikberatung zu folgenden Themen:

- Super-Großbiogasanlagen (> 5000 m3 Biogas/d)
- Co - Fermentation unter Berücksichtigung alternativer Rohstoff-Optionen
- Zentrale Biogasanlagenkonzepte
- Einsatz von effizienten Biogastechnologien
- Förderung von Biomethan neben Kraft-Wärme-Einheiten
- Performance-orientierte Subventionspolitik
- Leistungsüberwachung der unterstützten Anlagen

Abbildung 6: Biogasanlage im industriellen Maßstab, Projekt Minhe II, Penglai, Provinz Shandong (GIZ).

5. Ergebnisse

Durch das Angebot von Ausbildungsmaßnahmen an Anlagenbauer, Betreiber, staatliche Entscheidungsträger und Beratungsleistungen im Rahmen der Demonstrationsprojekte und der ADB-finanzierten Biogasanlagen, hat das Projekt erfolgreich das Bewusstsein gestärkt, dass die Biogasanlagentechnik nicht nur für die Abwasserbehandlung im Rahmen des Umweltschutzes dienen, sondern auch für die Energieerzeugung genutzt werden kann.

Auf dieser Grundlage berücksichtigen chinesische Biogasanlagenbauer zunehmend das Konzept der Co-Vergärung von verschiedenen organischen Abfällen aus der Agrar- Industrie und Kommunen in zentralen Großbiogasanlagen, die Auswahl der geeigneten Technologie, wie beispielsweise Temperatur - gesteuerten CSTR (komplett durchmischte Tankreaktoren) oder Trockenfermentationsanlagen und der Biogasaufbereitung zu Biomethan für die Fahrzeugnutzung und Gasnetzeinspeisung. Die Erzeugung von Strom durch Kraft-Wärme-Kopplung stellt eine Option dar, welche aber immer noch auf Barrieren durch die fehlende Bereitschaft der Netzgesellschaften stößt. Aus Umweltschutzgründen wurde überschüssiges Gas zum ersten Mal mit Gasfackeln verbrannt. Das Bewusstsein steigt, dass Biogasanlagen auch im kalten Klima Nord-Chinas betrieben werden können.

Studienreisen des chinesischen Projektpartners als auch der Projektentwickler der Partner-Provinzen nach Deutschland und Europa stellten eine gute Maßnahme dar um die deutsche Biogaspolitik besser zu verstehen sowie über Planung und Betrieb von Biogasanlagen auf internationalem Best-Practices-Niveau zu informieren. Es überzeugte

die chinesischen Entscheidungsträger vom technischen und politischen Ansatz des Projekts. Auf Seiten der Politik sind verschiedene Ideen in der Diskussion, um die Attraktivität von Investitionen in Biogasanlagen verbessern.

Ein Hauptziel ist es, von der aktuell praktizierten Art der Subventionierung von Biogasanlagen zu einem ergebnisorientierten Fördersystem zu gelangen, durch die Erhöhung der Einspeisetarife, der Belohnung von Treibhausgaseinsparungen und der Verwendung von organischen Dünger. Noch wichtiger ist die Notwendigkeit, die Effizienz und Produktivität der Anlagen durch Erhöhung der technischen und operativen Ansätze zu erhöhen. Langfristige Anreize und die Sicherheit von Netzanschlüssen, die im Moment theoretisch möglich sind, in der Praxis jedoch nur selten durchgeführt werden, müssen vorgesehen werden. Die bestehende Beschränkung beim Netzanschluss sollte von 500 kW auf 150 kW oder weniger abgesenkt werden.

Um nachhaltige Kapazitäten zu etablieren, veröffentlicht das Projekt die Buchreihe "Biogas Technik Anwendung" in Zusammenarbeit mit der China Agricultural University.

6. Schlussfolgerungen

Das übergeordnete Ziel des deutsch-chinesischen Projekts zur Biomassenutzung im Außenwirtschaftskooperationszentrum (FECC) des chinesischen Landwirtschaftsministerium (MOA) ist es, den technischen Standard und die Betriebsleistung der industriellen Biogasanlagen, die Energie aus Biomasse produzieren, zu verbessern und die Biogastechnologie attraktiver für staatliche und private Investitionen zu machen. Demonstrationsprojekte können dazu dienen, die internationale Best-Practice-Planung, Bau und Betrieb von Großbiogasanlagen zu veranschaulichen. Schulungen für Anlagenbauer und Techniker sowie Politikberatung und Netzwerke aus Wirtschaft und Wissenschaft müssen entwickelt werden, um das Wissen und die Kompetenz in diesem Bereich zu verbessern.

Durch das Angebot von Ausbildungsmaßnahmen an Anlagenbauer, Betreiber und staatliche Entscheidungsträger und Beratungsleistungen zu den Demonstrationsprojekten und der ADB-finanzierten Biogasanlagen, hat das Projekt erfolgreich das Bewusstsein gestärkt, dass die Biogasanlagentechnik nicht nur für Abwasserbehandlung im Rahmen des Umweltschutzes, sondern auch zur Energieerzeugung genutzt werden muss.

7. Literatur

BIOMA (2010): China Biogas Association, Biogas Institute of the Ministry of Agriculture (BIOMA), NDRCs “Medium & Long Term Program of the Renewable Energy Development Plan 2006 – 2020”.

GIZ (2013): Factsheet Sino-German Biomass Utilization Project, GIZ, Beijing, May, 2013.

NDRC (2007): Development Plan for Renewable Energy, National Development and Reform Commission PR of China, Beijing, September 2007.

Tian, Hezhong, Jiajia Gao, Jiming Hao, Long Lu, Chuanyong Zhu, Peipei Qiu (2013): Atmospheric pollution problems and control proposals associated with solid waste management in China: A review; Journal of Hazardous Materials; 252-253, pp. 142 – 154, 2013.

SESSION „VIELSEITIG“

Prof. Dr. agr. Iris Lewandowski (Universität Hohenheim)

Einsatz vielseitiger und nachhaltiger Rohstoffe aus der Landwirtschaft

Prof. Dr. Iris Lewandowski
Universität Hohenheim, Institut für Kulturpflanzenwissenschaften, Fachgebiet für Nachwachsende Rohstoffe und Bioenergiepflanzen
Fruwirthstr. 23, 70599, Stuttgart
iris_lewandowski@uni-hohenheim.de

Schlagwörter: Nachhaltige Biomasseproduktion, Reststoffe, Dauergrasland, mehrjährige Produktionssysteme

Ergänzend zu der EU-Definition von nachhaltig produzierter Biomasse, welche vor allem die Einsparung von Treibhausgasemissionen und den Erhalt biologisch wertvoller Flächen fordert, können zusätzlich die Vermeidung der Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und eine vielseitige Rohstoffproduktion als Nachhaltigkeitskriterien, die sich aus gesellschaftlichen Anforderungen ergeben, genannt werden. Verschiedene Alternativen zur derzeitigen Energiepflanzenproduktion werden unter den Aspekten der oben genannten Nachhaltigkeitsanforderungen betrachtet. Hierzu gehören die energetische Nutzung von Reststoffen aus der Landwirtschaft und von überschüssigem Dauergrasland, die Nutzung von marginalen Flächen für die Biomasseproduktion und mehrjährige Produktionssysteme. Neben der Diversifizierung der Rohstoffproduktion werden zur Umsetzung solcher Rohstoffkonzepte auch rohstofftolerante Konversionsverfahren benötigt. Da die Potentiale aller alternativen Rohstoffversorgungssysteme begrenzt sind, kann eine zukünftig steigende Nachfrage nach Biomasse am besten durch die Kombination der unterschiedlichen alternativen Rohstoffbereitstellungssysteme gesichert werden.

1. Einführung

Konnte es sich die EU vor 20 Jahren noch erlauben bis zu 15 % ihrer Agrarflächen still zu legen, so ist heute eine Diskussion darüber entbrannt, ob wir es uns aus Gründen der Flächenknappheit erlauben können überhaupt Agrarflächen für die Produktion von Biomasse zur energetischen Nutzung in Anspruch zu nehmen. Während es Deutschland gelungen ist, einen Großteil seiner im Rahmen des Kyoto-Protokolls zugesagten Verminderungen an Treibhausgasemissionen zu erfüllen, durch die Entwicklung der Bioenergie 126 400 Arbeitsplätze (FNR, 2014) im ländlichen Raum geschaffen und die Abhängigkeit von Energieimporten vermindert wurde, nimmt gleichzeitig in der Öffentlichkeit die Kritik an Bioenergie stetig zu. Die Hauptkritikpunkte sind dabei:

a. Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion

Vielen Menschen scheint es nicht akzeptabel, landwirtschaftliche Flächen für die Produktion von Bioenergie zu nutzen, solange es Menschen gibt, die hungern müssen, obwohl ein direkter Zusammenhang meist nicht gegeben ist. Indirekt kann die Konkurrenz um landwirtschaftliche Fläche zu einer Erhöhung der Landnutzungspreise und damit zur Erhöhung der Nahrungsmittelproduktionskosten kommen. Ähnliche Effekte werden beobachtet, wenn die Nutzung von Nahrungsmitteln als Rohstoffe für die Bioenergieproduktion, wie z.B. Palmöl für Biodiesel, zu einer Preissteigerung dieser Nahrungsmittel führt. Daher werden einerseits die energetische Nutzung von Rohstoffen, die auch als Nahrungsmittel dienen können, und andererseits die Nutzung von Agrarflächen für die Bioenergieproduktion kritisch gesehen.

b. Momentan hohe Anteile einzelner, intensiv bewirtschafteter Energiepflanzen

Im Jahr 2013 wurden 2,11 Millionen Hektar Energiepflanzen in Deutschland angebaut, was ungefähr einen Anteil von 18 % der zur Verfügung stehenden Anbaufläche ausmacht. Hiervon sind 0,75 Millionen Hektar Raps für die Biodieselproduktion und 0,8 Millionen Hektar Mais für die Biogaserzeugung (FNR, 2014). Damit wird der Energiepflanzenanbau in Deutschland im Wesentlichen von zwei Kulturpflanzen dominiert, wobei es sich insbesondere bei Raps um eine Kulturpflanze handelt, die mit einem hohen Input an Stickstoffdüngern und Pestiziden angebaut

wird. Mais wird in geringen Bestandesdichten gesät und hat eine langsame Jugendentwicklung bei gleichzeitig hohem Stickstoffbedarf in dieser Phase. Daher besteht bei dieser Kulturpflanze eine hohe Gefahr der Nitratauswaschung und Erosion. Bei der Bevölkerung stößt Mais insbesondere aufgrund seines hohen Wuchses auf wenig Akzeptanz und es wird teilweise von einer „Vermaisung“ der Landschaft gesprochen.

c. Umbruch von Grünland für den Anbau nachwachsender Rohstoffe

In Deutschland wird ein zunehmender Anteil des Grünlandes nicht mehr für die Futterbereitstellung genutzt. Für eine intensivere Tierhaltung werden Futtermittel mit höheren Nährstoffkonzentrationen benötigt als es vor allem extensiv bewirtschaftetes Grünland liefern kann. Außerdem können andere Futtermittel, oft billiger produziert (z.B. Mais) oder billig importiert werden (z.B. Soja). Obwohl die Möglichkeiten zur Intensivierung bzw. Umwandlung von Grünland häufig aufgrund standörtlicher Gegebenheiten und ökologischer Zielsetzungen begrenzt sind, wurden mit dem Ausbau der Biogasproduktion vermehrt Grünlandflächen umgebrochen und für die Maisproduktion genutzt. Hierdurch gingen die Biodiversität und der hohe Kohlenstoffgehalt des Bodens unter Grünland verloren. Inzwischen ist die Umnutzung von Grünland in Baden-Württemberg jedoch komplett untersagt und innerhalb der EU bzw. großen Teilen Deutschlands auf 5 % gegenüber dem Basiswert 2003 beschränkt, bzw. es muss bei Überschreiten dieses Wertes eine Genehmigung oder die Anlage von Ausgleichsflächen erfolgen.

d. Zweifel an der Einsparung von Treibhausgasemissionen

Da die politische Unterstützung von Bioenergie mit der Möglichkeit zur Einsparung von Treibhausgasen (THG) begründet wird, muss natürlich gewährleistet werden, dass ein solcher Einsparungseffekt erreicht wird. Dies erfolgt anhand von Ökobilanzen (auch Life-Cycle Assessment oder LCA). Um den Einsparungseffekt für THG zu quantifizieren und zu überprüfen, ob die in der EU-Richtlinie 2009/28/EG aufgestellten THG Einsparungsziele erreicht werden, wurden verschiedene Ökobilanzen für Biotreibstoffe durchgeführt (siehe van der Voet et al, 2010). Dabei zeigte sich, dass je nach Art der eingehenden Biomasseressource und dem Stand der Konversionstechnologie geringe bis sehr hohe Mengen an THG gegenüber der fossilen Referenz einsparen lassen. Hohe THG-Einsparungen können erreicht werden, wenn der Energieertrag je Hektar sehr hoch ist, wie z.B. bei Zuckerrohr, Zuckerrübe oder Miscanthus. Geringere THG-Einsparungseffekte werden erreicht, wenn eine energieaufwendige Konversion der Biomasse, wie sie z.B. bei der Ethanolherstellung ansteht, eingesetzt werden muss; es sei denn die Prozessenergie kann aus Reststoffen, wie Bagasse oder Schlempe, bereitgestellt werden. Die höchsten Einsparungseffekte können durch die Kombination aus der Produktion hochertragreicher Kulturpflanzen, wie z.B. Miscanthus, mit der direkten Verbrennung der Biomasse, zur gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion, erreicht werden.

Im Folgenden Kapitel wird daher die Frage betrachtet, wie landwirtschaftlich produzierte Biomassen für die energetische Nutzung von morgen im Hinblick auf die Nachhaltigkeit aussehen müssen.

2. Anforderungen an nachhaltige Rohstoffe von morgen

Nach der EU-Richtlinie 2009/28/EG, die auch im Rahmen der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung sowie der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung in deutsche Richtlinien zur Erfüllung der Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen bzw. Bioenergie umgesetzt wird, müssen folgende Kriterien zur Zertifizierung von nachhaltig produzierter Bioenergie eingehalten werden:

- Minderung der **Treibhausgas-Emissionen** durch Biokraftstoffe im Vergleich zu fossilen Rohstoffen um mindestens 35 % und ab 1.1.2017 um mindestens 50 % bzw. 60 % für Produktion in neuen Anlagen,
- Keine Rohstoffe von **Flächen mit hoher biologischer Vielfalt** (Primärwald, ausgewiesene Flächen und Grünland mit großer biologischer Vielfalt),
- Keine Rohstoffe von Flächen mit hohem **Kohlenstoffbestand** (Feuchtgebiete, kontinuierlich bewaldete Gebiete, Überschirmungsgrad von 10 – 30 %) und von Flächen, die Torfmoor waren,
- Einhaltung der Regeln von **Cross Compliance** bei der Rohstoffproduktion,

- Drittländer müssen internationale Abkommen einhalten,
- Es muss ein Herkunftsnachweis für nachhaltige Biomasse nach dem Massenbilanzierungssystem geführt werden.

Werden diese Anforderungen auf heimische Biomasse übertragen, so zeigt sich, dass damit nur ein Teil der oben genannten Kritikpunkte an Bioenergie, nämlich die THG-Emissionen und Grünlandumbruch, bereits adressiert werden. Die **Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion** und die **Einseitigkeit des Energiepflanzenanbaus** werden hierdurch jedoch nicht abgedeckt und sollten in die Überlegungen zur Entwicklung von nachhaltigen Rohstoffversorgungskonzepten mit einbezogen werden.

Die im Rahmen der CAP (Common Agricultural Policy) der EU geplanten „Greening“ Maßnahmen zielen vor allem auf eine Diversität der pflanzlichen Produktion, die Verringerung der THG-Emissionen in der Landwirtschaft und eine „ökologischere“ Landwirtschaft ab. Hierzu werden drei Maßnahmenpakete, die Diversifizierung der Fruchtfolge, die Erhaltung von Dauergrünland und die Ausweisung von ökologischen Vorrangzonen, geplant.

Vor diesem Hintergrund werden folgende Anforderungen an eine vor allem ökologisch nachhaltigere Rohstoffversorgung aus der Landwirtschaft für die Bioenergieproduktion gestellt:

1. Keine unmittelbare Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion darstellen.

Dabei geht es um direkte Konkurrenz wenn solche Agrarrohstoffe verwendet werden, die direkt zu Nahrungsmitteln verarbeitet werden können, d.h. solche, die Zucker, Stärke oder pflanzliche Öle als wichtige Inhaltstoffe haben. Dabei kommt es hier häufig dazu, dass die energetische Nutzung um diese Produkte am Markt konkurriert und sich die Preise erhöhen.

Indirekt kommt es zu Konkurrenzen, wenn Agrarfläche, welche sich zu Nahrungsmittelzwecken eignet, zur Produktion von Energiepflanzen genutzt wird.

2. Mehr Diversität in der Energiepflanzenproduktion

Da Mais und Raps momentan die Hauptenergiepflanzen in Deutschland darstellen, wäre insbesondere eine Diversifizierung der Rohstoffversorgung für die Biogas- und Biodieselherstellung anzustreben.

3. Nutzung statt Umbruch von Grünland

Eine Nutzung überschüssigen Grünlandes zur Bereitstellung von Festbrennstoff oder von Biogassubstrat ist, je nach Art und Bewirtschaftungsintensität des Grünlandes, möglich.

4. Low-input Pflanzen, Biomasseproduktionssysteme mit hohem THG-Einsparungspotential

Insbesondere mehrjährige Pflanzen bieten aufgrund ihres vergleichsweise geringen Bedarfs an Stickstoff das Potential für eine effiziente Biomasseproduktion mit geringen THG-Emissionen. Ein mehrjähriger Anbau bietet ebenfalls das Potential zur Festlegung von Kohlenstoff im Boden, zur Verringerung von Bodenerosion und Nährstoffauswaschung sowie zur Erfüllung unterschiedlicher Landnutzungsfunktionen.

3. Optionen für eine nachhaltigere Rohstoffstoffproduktion für Bioenergie aus der Landwirtschaft

3.1. Reduzierung der Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion

Möglichkeiten zur Reduzierung der Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion werden vor allem gesehen in:

a. Nutzung von Reststoffen
b. Nutzung marginaler Flächen

Die Nutzung von Reststoffen aus der Landwirtschaft bietet die Möglichkeit Biomasse bereitzustellen, ohne dass es zu einem zusätzlichen Bedarf an landwirtschaftlicher Nutzfläche kommt. Es gibt bereits mehrere Beispiele für die energetische Nutzung von Reststoffen in Europa, wie z.B. die Wärme- und Stromerzeugung aus Weizenstroh in Dänemark (Scarlat, 2010; DPCleanTech, 2009) und die Nutzung von Zuckerrübenblättern in Biogasanlagen in Polen (Mioduszewska, 2009). Insbesondere Stroh hat eine Vielfalt von Möglichkeiten zur energetischen Nutzung, wie die Nutzung als Festbrennstoff zur Strom- und Wärmeproduktion, die Erzeugung von Syngas oder Biotreibstoffen durch Vergasung der Biomasse oder die enzymatische Hydrolyse und Fermentation zu Ethanol (Tabelle 1).

Tabelle 1: Kulturpflanzen mit den größten Anbauflächen in Europa sowie Möglichkeiten zur energetischen Nutzung ihrer Reststoffe (Searleand Malins, 2013; Kaltschmitt and Hartmann, 2001)

Kultur	Reststoffproduktion (Mio. tonnes)[1]	Reststoff	Potential für energetische Nutzung
Weizen	144	Stroh	Festbrennstoff, Vergasung, Ethanol, Biogas
Gerste	65	Stroh	Festbrennstoff, Vergasung, Ethanol, Biogas
Mais	62	Stroh, Spindeln	Festbrennstoff, Vergasung, Ethanol, Biogas
Zuckerrübe	30	Leaves	Biogas, Ethanol
Raps	18	Stroh	Biogas, Biodiesel
Roggen	11	Stroh	Festbrennstoff, Vergasung, Ethanol, Biogas
Hafer	10	Stroh	Festbrennstoff, Vergasung, Ethanol, Biogas
Sonnenblume	9	Stroh	Biogas, Biodiesel
Wein, Obst	na	Holz	Festbrennstoff, Vergasung

[1] Reststoffproduktion bezieht sich auf EU27

Eine verstärkte Nutzung von Reststoffen wird im Rahmen einer nachhaltigen Bioökonomie gefordert. Jedoch ist das Potential an Reststoffen einerseits begrenzt und unterliegt andererseits verschiedenen Anforderungen anderer Nutzungsinteressen sowie dem Erhalt der Bodenfruchtbarkeit. So zeigen beispielsweise Untersuchungen, von Blanco-Canqui und Lal (2007) den negativen Einfluss einer zu starken Entnahme der Reststoffe aus der Landwirtschaft. Daher wird die Erhöhung der Produktion von Reststoffen als eine der Möglichkeiten für eine zukünftige Verbesserung der Rohstoffbasis aus der Landwirtschaft gesehen. Mögliche Herangehensweise hierzu sind:

- Verbesserte Ernte- und Bergungstechnologien und –prozesse,
- Erhöhung der Produktivität im Pflanzenbau, z.B. durch verbesserte Düngungs- und Pflanenschutzstrategien,
- Erhöhung des Anteils und der Erträge von Reststoffen durch Züchtung und Nutzung strohreicherer Sorten.

Diese Strategien können nur mittelfristig zu einer Erhöhung der Reststoffproduktion führen. Insgesamt wird damit deutlich, dass alleine die verstärkte Nutzung von Reststoffen nicht ausreicht um den Bedarf an Biomasse in einer wachsenden Bioökonomie zu befriedigen, weshalb weitere Konzepte zur Rohstoffversorgung aus der Landwirtschaft benötigt werden.

Die Definitionen von marginalem Land bzw. Land, welches zusätzlich zum heute schon genutzten Land noch für die Produktion von Bioenergie in Kultur genommen werden könnte, gehen weit auseinander (Dauber et al., 2012). Dabei wird die Definition nach ökonomischen Kriterien von Dauber et al. (2012), als die sinnvollste Definition für marginales Land angesehen. Nach dieser Definition ist marginales Land solches, auf dem eine kosteneffiziente Produktion unter den gegebenen Umweltbedingungen, verfügbaren Anbautechniken, politischen Rahmenbedingungen sowie Marktbedingungen, nicht möglich ist. Als problematisch bei der Ausweitung der Biomasseproduktion für die energetische Nutzung auf marginalem Land wird zum einen die mögliche Konkurrenz mit Biodiversität, die häufig auf als marginal betrachteten Flächen hoch ist, gesehen. Zum anderen sind die ökonomischen Randbedingungen der Produktion auf marginalen Flächen sowohl für die Nahrungsmittelproduktion als auch für Biomasseproduktion suboptimal. Ein Beispiel für Möglichkeiten der Produktion von Biomasse auf marginalen Flächen wird unter 3.3 und 3.4. diskutiert.

3.2. Energetische Nutzung von Grünlandbiomasse

Der Überschuss an Grünland in der EU wird auf 9.2 - 14.9 x 106 ha oder auf 13 - 22 % für das Jahr 2020 geschätzt (Prochnow et al., 2009). Für Baden-Württemberg und Bayern werden 20 % Überschussgrünland ausgewiesen (Rösch et al., 2007; Hartmann et al., 2011). Damit könnte nach Schätzungen von Prochnow et al., (2009) Grünland 16 - 19 % des Energiepflanzenpotentials oder 6 - 7 % des gesamten Bioenergiepotentials ausmachen, ohne dass die Versorgung mit Futtermitteln eingeschränkt wird.

Die Erträge von hoch produktiven Beständen können jährlich 10–12 t DM ha-1a-1 bei Beweidung und 15 – 20 t DM ha-1a-1 bei Schnittnutzung erreichen. Niedrigertragsstandorte bringen dagegen nur 2-3 t DM ha-1a-1 (Peeters, 2009).

Nach einer Definition von Huyghe et al. (2014) kann Dauergrünland in Europa in drei Haupttypen klassifiziert werden: I) intensiv genutztes Grünland, II) extensiv genutztes Grünland and III) Dauergrünland, welches nicht länger genutzt wird (Abbildung 1).

Unter guten Standortbedingungen wird intensiv genutztes Grünland (Typ I) regemäßig gedüngt und geschnitten. Die Bewirtschaftung ist im Hinblick auf hohe Erträge und gute Biomassequalität optimiert. Extensiv genutztes Grünland bringt einen geringeren Ertrag und die Graslandgemeinschaften werden durch natürlich vorkommende Arten dominiert. Häufig sind die Standortbedingungen nicht optimal für ein intensives Grünlandmanagement. Grünland, das nicht länger genutzt wird, ist meistens auf marginalen Flächen zu finden und nicht gut geeignet für landwirtschaftliche Produktion. Solche Flächen weisen meistens geringe Erträge auf und werden entsprechend den Anforderungen der Landschaftspflege gemanagt. Die Biomasse dieser unterschiedlichen Graslandtypen eignet sich für verschiedene energetische Nutzungen (Tonn et al., 2010, 2012; Gützloe et al., 2014), wobei vor allem das intensiver produzierte Gras für die Biogasproduktion geeigneter ist und das extensiv produzierte Grünland Biomasse für die Verbrennung und Vergasung liefern kann (Abbildung 1).

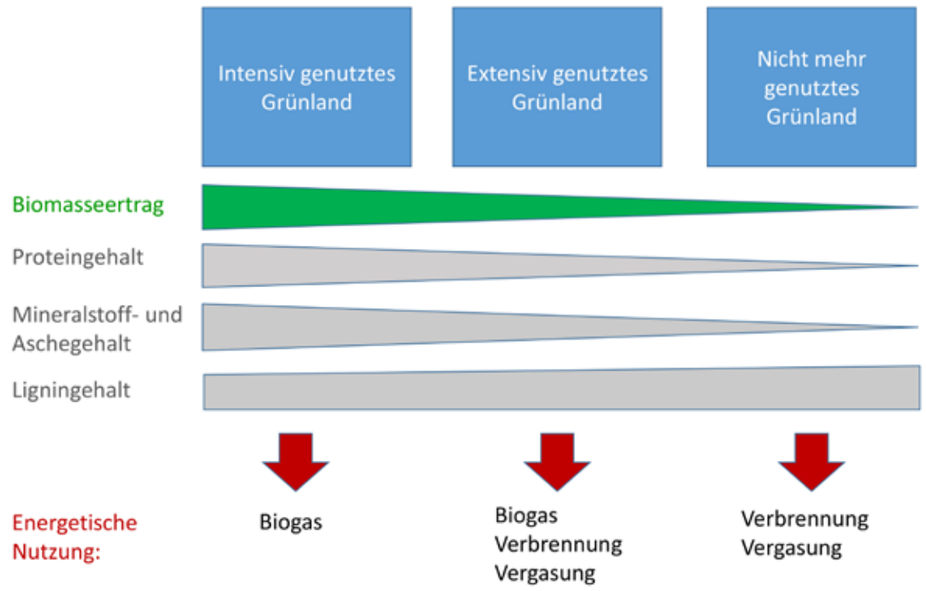


Abbildung 1: Charakterisierung der Grünlandtypen im Hinblick auf die Nutzbarkeit ihrer Biomasse.

Obwohl die Perspektiven zur Nutzung von überschüssigem Dauergrünland für die Bioenergieproduktion gut sind, bleiben Herausforderungen bei der Integration der Wertschöpfungsketten in die Landschaft ohne die anderen, vornehmlich ökologischen Funktionen des Dauergrünalands, zu gefährden. Außerdem steigen mit abnehmendem Flächenertrag die Bergungskosten je Tonne Biomasse und damit die Biomasseproduktionskosten.

3.3. Diversifizierung der Energiepflanzenproduktion

Es gibt zwei mögliche Herangehensweisen an die Diversifizierung:

a. Nutzung alternativer und vielfältiger Pflanzen zur Produktion der Rohstoffe
b. Nutzung rohstofftoleranterer Konversionsverfahren

Insbesondere im Bereich der Rohstoffproduktion für Biogasanlagen besteht eine öffentliche Forderung nach Diversifizierung, da momentan circa Zweidrittel der Biogassubstrate, die von Energiepflanzen stammen, Pflanze – Mais – bereit gestellt wird und diese unter dem Stichwort „Vermaisung der Landschaft“ immer mehr an Akzeptanz verliert. Alternativ werden unterschiedliche Energiepflanzen untersucht, die sich vor allem durch eine ansprechende Optik bzw. dadurch auszeichnen, dass sie farbige Blütenstände haben und auch als Insektennahrung dienen können. Hierzu zählen vor allem die Durchwachsene Silphie, Topinambur, Amaranth oder Wildpflanzenmischungen. Solche Wildpflanzenmischungen weisen im Ausgangssaatgut bis zu 30 verschiedene Arten auf, von denen sich im Feld um die 10–20 Arten etablieren.

Ein wesentliches Merkmal dieser Mischungen ist, dass im ersten bzw. Ansaatjahr einjährige Spezies, wie die Sonnenblume und Amaranth, die Bestände und den Ertrag dominieren und in den Folgejahren über- bzw. mehrjährige Pflanzen, wie z.B. Steinklee, Rainfarn, Malven und andere, die Bestände ausmachen. Erste Ergebnisse zeigen mögliche Erträge von 12 t TM ha-1a-1 (z.B. Vollrath et al., 2011). Damit können diese Wildpflanzenmischungen einerseits nicht den Biomasseertrag von Mais erbringen. Andererseits zeigen sich auch Probleme, wie z.B. eine ungleichmäßige Abreife der verschiedenen Arten. Hierdurch ist die Bestimmung des optimalen Erntezeitpunktes und die Silierbarkeit der Biomasse schwierig. Weiterer Forschungsbedarf liegt noch in der Bestimmung optimaler Mischungen für verschiedene Standortbedingungen. Der unbestrittene, große Vorteil der Wildpflanzenmischungen liegt in ihrer biologischen Vielfalt und dem Nahrungsangebot für vielerlei Insekten. Zukünftig könnte eine wesentliche Nutzung solcher Wildpflanzenmischungen in der Ergänzung der Maisproduktion, z.B. auf den weniger attraktiven Flächen („marginales Land“) oder als Randbepflanzung zur Steigerung der Attraktivität von Maisflächen, sein.

Die Nutzung rohstofftoleranterer Konversionsverfahren ermöglicht einerseits die Nutzung der häufig qualitativ minderwertigeren Biomassen aus den hier vorgeschlagenen Alternativen zur derzeitigen Bereitstellung von Rohstoffen aus der Landwirtschaft. Andererseits ermöglichen sie, wie im Fall der auf Vergasung und Pyrolyse beruhenden sogenannten BtL (Biomass-to-liquid) Verfahren, die Herstellung biogener Öle. Dies ist besonders wichtig vor dem Hintergrund, dass es für die Produktion von pflanzlichen Ölen für Biodiesel keine ökonomisch sinnvollen Alternativen zu Raps in Deutschland gibt und es unwahrscheinlich ist, dass alternative Pflanzen, wie z.B. Leindotter (Camelina sativa) kurz- bis mittelfristig zur Praxisreife und als ertragreiche Ölpflanzen entwickelt werden können. In der Pyrolyse entsteht ein Stoffgemisch, welches untern Anderem Öle enthält, die als Ausgangssubstrat für Biodiesel geeignet sind. Rohstoffbasis sind lignocellulosereiche Ausgangssubstrate, wie z.B. Reststoffe aus der Landwirtschaft oder Biomasse von Bäumen und Gräsern. Zurzeit besteht jedoch noch ein erheblicher Forschungsbedarf zur Entwicklung von ökonomisch konkurrenzfähigen Konversionstechnologien zur Herstellung von Kraftstoffen aus lignozellulosehaltiger Biomasse. Solche Technologien werden zurzeit z.B. im Bioliq-Verfahren (http://www.bioliq.de) am KIT entwickelt.

3.4. Nutzung mehrjähriger Pflanzenproduktionssysteme

Mehrjährige Produktionssysteme zeichnen sich unter ökologischen Gesichtspunkten durch mehrere Vorteile aus:

- Verringerung der Bodenerosion
- Anreicherung von Kohlenstoff im Boden
- Niedriger Düngerbedarf, da viele mehrjährige Pflanzen (vor allem Miscanthus und Kurzumtriebsplantagen) ihre Nährstoffe im Herbst in Überdauerungsorgane wie Rhizome oder Wurzeln, einlagern.
- Erhöhung der Biodiversität in Bezug auf die Fauna über die langjährige Bodenruhe. Viele Bestände werden auch spät geerntet (z.B. Miscanthus, Kurzumtriebsplantagen) und bieten damit Tieren lange Schutz.
- Möglichkeit die Biomassproduktion mit der Regeneration von degradierten und kontaminierten Flächen oder anderen Landnutzungsfunktionen zu verbinden.
- Möglichkeit marginale Flächen, z.B. auch trockene Flächen, zu nutzen, da die mehrjährigen Pflanzen einerseits tief wurzeln können und andererseits nur im ersten Jahr den Risiken der Bestandesetablierung ausgesetzt sind.

Unter produktionstechnischen Aspekten haben mehrjährige Produktionssysteme für den Landwirt folgende Nachteile:

- Langjährige Festlegung der Flächen auf eine Kulturart und damit keine Möglichkeit flexibel auf die Agrarmarktentwicklung reagieren zu können
- Häufig hohe Anfangsinvestionskosten zur Etablierung der Plantagen, da diese gepflanzt werden müssen (z.B. Durchwachsene Silphie, Kurzumtriebsplantagen, Miscanthus)
- In mehrjährigen Systemen kann häufig erst ab dem zweiten Jahr (Durchwachsene Silphie, Miscanthus) oder dritten bis vierten Jahr (Kurzumtriebsplantagen) Biomasse geerntet werden und ein Einkommen erwirtschaftet werden. Ausnahme hiervon sind Wildpflanzenmischungen, in denen ein- und mehrjährige Pflanzen kombiniert werden.

Eine zukünftige Energiepflanzenproduktion sollte, um den oben gestellten Anforderungen an eine nachhaltige Rohstoffproduktion in der Landwirtschaft gerecht werden zu können, stärker die Möglichkeiten mehrjähriger Produktionssysteme einbeziehen. Dabei sollten aber neben der Erfüllung ökologischer Funktionen auch der Ertrag und das Einkommen der Landwirte eine Rolle spielen. Aufgrund seines C4-Photosnthesemechanismus hat das mehrjährige Rhizomgras Miscanthus das höchste Ertragspotential der bekannten mehrjährigen Energiepflanzen in Mitteleuropa. Unter Ausnutzung der hohen genetischen Variabilität werden zurzeit neu selektierte und gezüchtete Genotypen von Miscanthus an verschiedenen Standorten in Europa geprüft. Dabei konnten Genotypen auch für marginale, d.h. z.B. versalzene oder trockene Standorte, selektiert werden. Weitere Forschungsaktivitäten umfassen die Entwicklung von kostengünstigen Vermehrungs- und Etablierungsverfahren um einem der Haupthindernisse der Einführung von Miscanthus in die landwirtschaftliche Produktion, die hohen Kosten und Risiken der Etablierung, zu begegnen. Wird Miscanthus bisher vor allem zu Heizzwecken und zum Teil als Baustoff und Einstreu in der Tierproduktion genutzt, so zeigen erste Untersuchungen, dass auch andere Nutzungsrichtungen, wie z.B. die Biogasproduktion, vielversprechend sind.

4. Ausblick

Es gibt unterschiedliche Konzepte um die Rohstoffversorgung für die Bioenergieproduktion aus der Landwirtschaft vielfältiger und nachhaltiger zu gestalten. Ein Vergleich der hier besprochenen alternativen Rohstoffbereitstellungssysteme miteinander wurde hier nicht vorgenommen, denn vor dem Hintergrund des wachsenden Biomassebedarfs für dessen energetische, aber auch stoffliche Nutzung, genügt es nicht sich auf eine Strategie zu konzentrieren. Vielmehr sollten verschiedene Strategien kombiniert werden. Dabei muss damit gerechnet werden, dass die vielfältigere und nachhaltigere Biomasseproduktion eher mit höheren Kosten verbunden ist als die gegenwärtige Rohstoffproduktion in der Landwirtschaft, da häufiger unter marginalen Bedingungen produziert werden und

mit geringen Flächenerträgen gerechnet werden muss. Eine gesellschaftliche Anerkennung nachhaltig produzierter Biomasse und gegebenenfalls die Vergütung unterschiedlicher ökologischer Funktionen wären damit zum Teil Voraussetzung alternativer Rohstoffversorgungskonzepte.

5. Literatur

Blanco-Canqui, H.; Lal, R. (2007): Soil and crop response to harvesting corn residues for biofuel production. Geoderma 141 (2007) 355–362.

Brown, Robert C. (2003): Biorenewable Resources—Engineering New Products from Agriculture. Ames, IA. Iowa State Press.

Dauber, J.; Brown, C.; Ferando, A.L. et al. (2012): Bioenergy from “surplus” land: environmental and socio-economic implications. BioRisk 7: 5–50.

DpcleanTech (2009): http://www.dpcleantech.com/biomass-projects/biomass-power-plant-project-case-studies/maribo (Accessed on June 2014).

FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) (2014): www.fnr.de Zugriff am 8.8.2014.

Gützloe, A.; Thumm, U.; Lewandowski, I, (2014): Influence of climate parameters and management of permanent grassland on biogas yield and GHG emission substitution potential. Biomass and Bioenergy 64: 175-189

Hartmann S.; Diepolder M.;Lichti, F. (2011): Grünland als Biogassubstrat. Biogas Fachforum Bayern (I-12/2011).

Kaltschmitt, M.; Hartmann, H. (2001): Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren. Springer.

Mioduszewska, N.; Pilarski, K.; Przybył, J.; Dach, J.; Zhou, M. (2009): Sugar beet production as a substrate for biogas plants in aspect of Polish sugar industry revitalization. Innovation and technology transfer. (Accessed on June 2014).

Peeters A. (2009): Importance, evolution, environmental impact and future challenges of grasslands and grassland-based systems in Europe. Grassland Science, 55 (3), 113–125.

Prochnow, A.; Heiermann, M.; Plöchl, M. et al. (2009): Bioenergy from permanent grassland – A review: 1. Biogas. Bioresource Technology, 100 (21), 4931–4944.

Rösch, C.; Raab, K.; Skarka, J.; Stelzer, V. (2007): Energie aus dem Grünland - eine nachhaltige Entwicklung? Wissenschaftliche Berichte FZKA 7333.

Scarlat, N.; Martinov, M.; Dallemand, J. F. (2010): Assessment of the availability of agricultural crop residues in the European Union: Potential and limitations for bioenergy use. Waste Management 30, 1889-1897.

Searle, S.; Malins, C. (2013): Availability of cellulosic residues and wastes in the EU. www.theicct.org (Accessed on June 2014).

Tonn, B.; Thumm, U.; Claupein, W. (2010): Semi-natural grassland biomass for combustion, influence of botanical composition, harvest date and site conditions on fuel composition. Grass and Forage Science 65, 383-397.

Tonn, B., Thumm, U., Lewandowski, I., Claupein, W. (2012): Leaching of biomass from seminatural grasslands – effects on chemical composition and ash high-temperature behavior. Biomass and Bioenergy 36, 390-403.

Van der Voet, E.; Lifset; R.J.; Luo, L. (2010): Life-cycle assessment of biofuels, convergence and divergence. Biofuel 1(3) 435-449

Vollrath, B.; Werer, A.; Kuhn, W. (2011): Energie aus Wildpflanzen – Potentiale für den Gewässerschutz, Vortrag am Seminar „Wirkung und Folgen der Nutzung von Biomasse zur Biogasgewinnung auf Böden und Gewässer, Suderburg, 2011.

Jaqueline Daniel-Gromke (DBFZ)

Ein Überblick - Potenziale, Techniken und Perspektiven von zukünftigen Substraten im Biogassektor mit Fokus auf die Bioabfallvergärung

Jaqueline Daniel-Gromke[1], Nadja Rensberg[1], Dr. Andrea Schüch[2]
[1] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116, 04347 Leipzig,
jaqueline.daniel-gromke@dbfz.de, nadja.rensberg@dbfz.de
[2] Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock
andrea.schuech@uni-rostock.de

Schlagwörter: Biogas, Bioabfall, Potenziale, Vergärungstechnologie

Mit dem novellierten EEG 2014 treten einschneidende Neuregelungen für die Stromerzeugung aus Biomasse in Kraft. Einzig die bisher begrenzt effektiven Vergütungen für spezielle Anlagen zur Behandlung von Rest- und Abfallstoffen werden beibehalten. Der Zubau von Neuanlagen im Biogasbereich wird sich ab 2015 – wenn überhaupt – auf Gülle– und Abfallanlagen konzentrieren. Aufgrund des vergleichsweise geringen energetischen Biomassepotenzials dieser Biomassefraktionen wird der Leistungszubau neuer Anlagen im Vergleich zu den Vorjahren gering sein.

Ausgehend von den Biogaspotenzialen, die dem derzeitigen Stand der Nutzung gegenübergestellt werden, wird der Fokus der Betrachtung auf die Vergärung kommunaler Reststoffe (getrennt erfasste kommunale Bioabfälle) gelegt. In den letzten Jahren neu in Betrieb genommene Bioabfallanlagen werden hinsichtlich ihrer Einsatzstoffe und ihrer Anlagentechnologie bewertet. Abschließend werden beispielhaft Projekte neuer Bioabfallanlagen vorgestellt und die Perspektiven für einen Forcierung der Bioabfallverwertung aufgezeigt.

1. Einleitung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat seit dem Jahr 2000 erfolgreich den Ausbau und die Nutzung der erneuerbaren Energien unterstützt. Anreizwirkungen wurden dabei insbesondere für den Ausbau der Biogaserzeugung mit den Novellierungen im Jahr 2004 und 2009 gesetzt. Im Jahr 2011 wurde mit rund 1.300 neuen Biogasanlagen der höchste Anlagenzuwachs seit der EEG-Einführung verzeichnet. Der gesamte Bestand an Bioenergieanlagen in Deutschland umfasste Ende 2013 rund 9.500 Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von rd. 5.480 MWel. Gemessen an der Endenergiebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland nimmt die Biomasse mit einem Anteil von 62% (BMWi 2014) eine bedeutende Rolle ein. Rund 1/3 der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien wird derzeit aus Biomasse bereitgestellt; davon entfallen rund 75% auf Biogas. Die Stromerzeugung erfolgt dabei überwiegend in Form der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), sodass neben Strom auch erneuerbare Wärme bereitgestellt wird.

Nach einem Boom in den Jahren 2009 bis 2011 wurde der Zubau durch die Neustrukturierung und Vergütungsabsenkungen im EEG 2012 deutlich gedrosselt. Außerdem wurden mit dem EEG 2012 durch die Einführung der Markt- und Flexibilitätsprämie wichtige Weichen für die zukünftigen Anforderungen an die Bioenergie gestellt. Mit der erneuten Novellierung des EEG im Jahr 2014 wird die EEG-Vergütung u.a. durch Streichung der Substrat-Boni für den Einsatz von Energiepflanzen für Neuanlagen deutlich gesenkt. Einzig die bisher begrenzt effektiven Vergütungen für spezielle Anlagen zur Behandlung von Rest- und Abfallstoffen werden beibehalten (Gülle-Kleinstanlagen bis 75 kWel (§ 27b EEG), Bioabfallanlagen (§27a EEG)). Der Zubau von Neuanlagen im Biogasbereich wird sich demnach ab 2015 – wenn überhaupt – auf Gülle– und Abfallanlagen konzentrieren. Bereits in den letzten 2 Jahren zeichneten sich die mit dem EEG 2012 gesetzten Anreize für güllebasierte Kleinstanlagen bis 75 kWel beim Anlagenneubau ab. Nach Angaben der Länderinstitutionen und Schätzungen des DBFZ wurden 2013 – ähnlich wie im Vorjahr - etwa 50 - 80 Gülle-Kleinstanlagen in Betrieb genommen (Scheftelowitz et al. 2014a). Im Bereich

der Bioabfallvergärung wurden seit 2012 rund 20 Anlagen zugebaut. Aufgrund des vergleichsweise geringen energetischen Biomassepotenzials der genannten Reststoffpotenziale wird der Leistungszubau neuer Anlagen sehr begrenzt ausfallen. Es ist davon auszugehen, dass der Leistungszubau überwiegend von Anlagenerweiterungen und Umstellungen auf den flexiblen Anlagenbetrieb bestimmt sein wird. Die Neuregelungen des EEG 2014 sehen zudem eine Pflicht zur Direktvermarktung der Strommengen von Neuanlagen (ab 1.8.2014 alle Neuanlagen > 500 kWel; ab 2016 alle Neuanlagen > 100 kWel) sowie zur Flexibilisierung der Stromerzeugung ab 100 kWel vor (EEG 2014); diese Regelungen gelten auch für Anlagen zur Bioabfallvergärung.

2. Potenziale & Nutzung

Die energetische Nutzung von Biomasse wird durch das verfügbare Potenzial bestimmt. Das gegenwärtige technische Potenzial für Biogas in Deutschland (Stand 2012) beträgt ca. 358 PJ (FNR 2014). Dieses Potenzial setzt sich zu 69 % aus Energiepflanzen, 22 % tierischen Exkrementen (Gülle und Mist) sowie zu 3 % industriellen und 6 % kommunalen biogenen Abfall- und Reststoffen zusammen.

Für die Berechnungen des Energiepflanzenpotenzials wurde eine Anbaufläche von 1,9 Mio. ha zu Grunde gelegt (Ackerland und Grünland). Die gesamte, nachhaltig nutzbare, Fläche zum Energiepflanzenanbau liegt unter Beachtung verschiedener Potenzialstudien zwischen 2,5 und 4 Mio. ha in Deutschland (Stecher 2013).

Die kommunalen Reststoffe umfassen Bio- und Grünabfall, gewerbliche Speiseabfälle sowie Landschaftspflegematerialien. Zur Analyse der technischen Biogaspotenziale von Reststoffen und Nebenprodukten aus Industrie und Gewerbe wurden die Produktionszahlen und Substratmengen aus den Bereichen Brauerei, Zuckerproduktion, Fleischverarbeitung, Biodiesel- und Bioethanolherstellung betrachtet (FNR 2014).

Mit Kenntnis der Verteilung der Einsatzstoffe in Biogasanlagen wird das bereits genutzte Potenzial dem ermittelten technischen Biogaspotenzial gegenübergestellt (vgl. Abbildung 1).

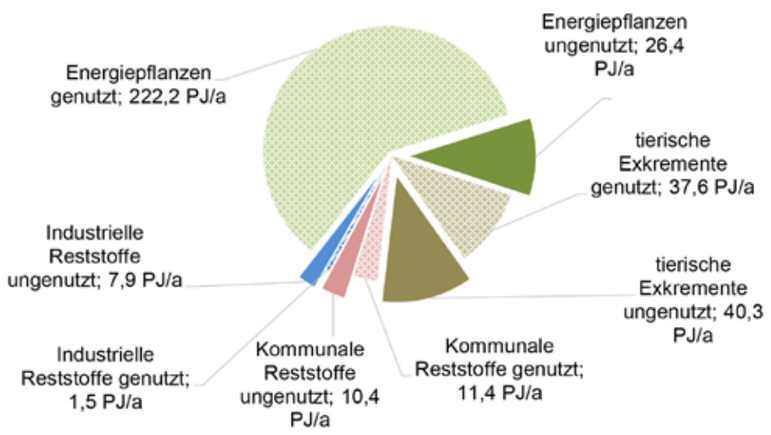


Abbildung 1: Gegenwärtige Biogaspotenziale und Nutzung in Deutschland nach Sektoren (angenommenes Flächenpotenzial: 1,9 Mio. ha) (Thrän et al. 2014)

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die dargestellten Potenziale die landwirtschaftlichen Reststoffe wie Stroh und Zwischenfrüchte sowie Exkremente kleiner Rinder- und Schweinebestände[1] und sonstiger Tierbestände nicht mit

1 Zur Ermittlung des Biogaspotenzials wurden nur Rinderbestände mit mehr als 50 GVE und Schweinebestände ab 100 GVE betrachtet, da die Sammlung der Gülle erst ab einer bestimmten Größe der Bestände wirtschaftlich ist. Andere Tierarten wie Schafe, Ziegen, Pferde, Gänse und Enten blieben in den Berechnungen aufgrund der überwiegenden Freilandhaltung bzw. des sehr geringen Anfalls von Exkrementen ebenfalls unberücksichtigt (FNR 2014).

einschließen. Ferner werden keine Importe tierischer Exkremente berücksichtigt.

Die Nutzung folgender Reststoffe bietet für die Biogasproduktion noch erschließbare Potenziale:

- Tierische Exkremente (Gülle, Festmist)
- Stroh
- Getrennt erfasste kommunale Reststoffe (Bio- und Grünabfälle)
- Organischer Anteil im Restabfall
- Industrielle Reststoffe (u.a. Abwässer)
- Landschaftspflegematerial (u.a. aus Greening-Maßnahmen).

Das größte noch erschließbare Potenzial liegt mit 40 PJ/a im Bereich der tierischen Exkremente. Auch im Bereich der landwirtschaftlichen Reststoffe und Nebenprodukte wie Zwischenfrüchte und Stroh, bestehen noch hohe ungenutzte Potenziale (Thrän et al. 2014), die in der Abbildung 1 nicht dargestellt sind. Wird zusätzlich zum o.g. Biogaspotenzial ein nachhaltiges Strohpotenzial nach (Zeller et al. 2011) in Höhe von 8 - 13 Mio. t (Frischmasse) berücksichtigt, so kann für den Biogaspfad ein zusätzliches Potenzial von 43 - 70 PJ[2] angenommen werden. Folglich erhöht sich das technische Biogaspotenzial für Deutschland insgesamt auf ca. 428 PJ (=119 TWh). Dabei ist zu berücksichtigen, dass insbesondere beim Reststoff Stroh Nutzungskonkurrenzen zu erwarten sind.

Auch im Bereich der kommunalen Bioabfälle wird gegenüber dem derzeitigen Stand ein Zuwachs der Sammelmenge und damit des Biogaspotenzials erwartet. In Deutschland wurden im Jahr 2011 rund 9 Mio. Mg Bioabfall und Grünabfall getrennt erfasst (Destatis 2013). Dazu sind noch 2,8 bis 4,9 Mio. Mg statistisch nicht erfasste Grünabfälle zu rechnen, welche in Kompost oder Vergärungsanlagen behandelt werden (Kranert et al. 2013). Ab dem Jahr 2015 wird die flächendeckende getrennte Sammlung für kommunalen Bioabfall verpflichtend. Dementsprechend ist mit einer Erhöhung der Erfassungsmenge in der Größenordnung von 1,3 bis 3 Mio. Mg/a zu rechnen (Fricke et al. 2013), (VHE 2012b). Derzeit werden nur 1,15 Mio. Mg Bioabfall pro Jahr in Vergärungsanlagen verwertet; davon entfallen 1,1 Mio. Mg/a auf Bioabfälle aus der Biotonnensammlung und 0,05 Mio. Mg/a auf Grünabfälle (Fricke et al. 2013). Demnach wurde im Jahr 2010 ca. ein Drittel des getrennt erfassten vergärbaren Bio- und Grünabfalls für die Biogasproduktion genutzt (Schüch et al. 2014). Bei einer flächendeckenden Erfassung stünden zusätzlich bis zu 2 Mio. Mg/a vergärbare kommunale Bioabfälle zur Verfügung (Fricke et al. 2013).

Biogas wird derzeit überwiegend in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmerzeugung genutzt. Insgesamt erzielt die Stromerzeugung aus Biogas im Jahr 2013 rund 27 TWhel: 25,4 TWhel. für Biogas zzgl. 1,5 TWhel. Biomethan in KWK-Anlagen (Scheftelowitz et al. 2014a). Bei einem durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad über alle Leistungsklassen von 37 % (unberücksichtigt von Konversionsverlusten) entspricht dies 73 TWh. Im Vergleich zum o.g. Biogaspotenzial (einschließlich Stroh) befinden sich derzeit demnach mehr als die Hälfte des gegenwärtigen Biogaspotenzials in Nutzung.

3. Substrateinsatz in Biogasanlagen

Der Großteil der Biogasanlagen wird derzeit auf der Basis landwirtschaftlicher Reststoffe und nachwachsender Rohstoffe betrieben. Hinsichtlich des Substrateinsatzes dominieren massebezogen nach wie vor nachwachsende Rohstoffe (Nawaro) und tierische Nebenprodukte wie Gülle und Festmist. Bezogen auf den Energiegehalt der eingesetzten Substrate verschiebt sich die Verteilung des Gesamtsubstrateinsatzes der Biogasanlagen deutlich zu nachwachsenden Rohstoffen. Somit können rund 2/3 der Energiebereitstellung in Biogasanlagen auf nachwachsende Rohstoffe zurückgeführt werden (Scheftelowitz et al. 2014a). Bei den nachwachsenden Rohstoffen dominiert nach wie vor Maissilage den Substrateinsatz.

Neben den rein landwirtschaftlichen Biogasanlagen, gibt es in Deutschland Vergärungsanlagen, in denen überwie-

2 Angenommener Biogasertrag 300 m3 je Tonne Stroh (FM), 50% Methangehalt

gend Bioabfälle, Grünabfälle oder gewerbliche organische Abfälle, wie Lebensmittel oder Kantinen- und Küchenabfälle, integriert werden. Mit der Novellierung des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien z.B. § 27a (EEG 2012), der Bioabfallverordnung (BioAbfVO 2012) und des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG 2012) wurden gesetzliche Vorgaben und Anreize geschaffen, die einen verstärkten Einsatz von Vergärungsanlagen zur Gewinnung von Biogas bei der Behandlung von Bioabfällen erwarten lässt (Scholwin et al. 2012).

4. Bioabfallvergärungsanlagen - Anlagenbestand

Zum Stand November 2013 sind rund 130 Abfallvergärungsanlagen in Betrieb, die ausschließlich oder überwiegend organische Abfälle vergären. Das umfasst sowohl Anlagen, in denen Bio- und Grünabfälle aus getrennter Sammlung eingesetzt werden, ebenso wie Anlagen, in denen gewerbliche organische Abfälle, Abfälle aus der Nahrungsmittelindustrie oder sonstige organische Abfälle genutzt. In 77 der o.g. 130 Abfallvergärungsanlagen werden - mit sehr unterschiedlichen Anteilen am Gesamtinput - ausschließlich Bio- und Grünabfälle aus der getrennten Sammlung (Biotonne) verwertet. Nach Datenlage des DBFZ handelt es sich bei 62 Anlagen um Bioabfallvergärungsanlagen, in denen ausschließlich oder überwiegend Bioabfälle gemäß § 27a EEG 2012 Einsatz finden.

In Abbildung 2 sind die Standorte der Vergärungsanlagen differenziert nach Betriebsstatus und Substratinput dargestellt. Die Schwerpunkte der Bioabfallvergärung liegen in Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen. Deutlich wird, dass in Bundesländern, in denen die erfassten Bio- und Grüngutmengen bezogen auf die Einwohnerdichte verhältnismäßig niedrig sind (Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen, Thüringen), die Vergärung von Bio- und Grünabfällen aus der getrennten Sammlung eine untergeordnete Rolle spielt (VHE 2012a).

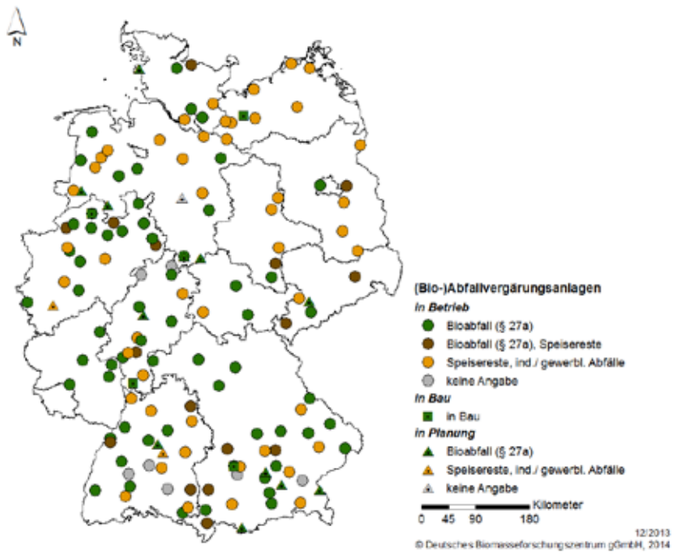


Abbildung 2: (Bio-)Abfallvergärungsanlagen in Deutschland differenziert nach Betriebsstatus und Substratinput (Datenbank DBFZ, Stand 12/2013) (Scheftelowitz et al. 2014a)

Zum Stand Ende 2013 sind seit Inkrafttreten des EEG 2012 insgesamt 18 Abfallvergärungsanlagen in Betrieb gegangen. In 15 dieser Anlagen wird ausschließlich oder überwiegend getrennt erfasster Bioabfall gemäß §27a EEG eingesetzt. In den übrigen drei Anlagen finden organische gewerbliche Abfälle, Abfälle aus der Nahrungsmittelindustrie oder sonstige Abfälle Eingang. Zehn Neuanlagen wurden dabei als sogenannte Vorschaltanlagen (vorgeschaltete Vergärung des Bio- und Grünabfalls vor der Kompostierung) an bestehenden Kompostierungsanlagen integriert. Die durchschnittliche installierte Leistung der seit 2012 neu in Betrieb gegangenen Anlagen liegt bei rund 900 kWel. Bei den gegenwärtig in Bau und Planung befindlichen Anlagen handelt es sich überwiegend um

Anlagen, in denen ausschließlich oder überwiegend Bioabfälle gemäß § 27a EEG 2012 Einsatz finden (Auswertung der DBFZ-Datenbank, Stand 05/2014).

Abbildung 3 verdeutlicht, dass die in den vergangenen Jahren in Betrieb genommenen Abfallvergärungsanlagen vorwiegend auf den Input von Bio- und Grünabfall aus der getrennten Sammlung basieren. Während 2006 noch in etwa 70% der Abfallvergärungsanlagen überwiegend Speisereste, organische gewerbliche Abfälle, Abfälle aus der Nahrungsmittelindustrie oder sonstige organische Abfälle eingesetzt wurden, werden 2013 dagegen in rund 50% der Anlagen kommunale Bio- und Grünabfälle aus getrennter Sammlung (Biotonne) für die Biogasproduktion genutzt.

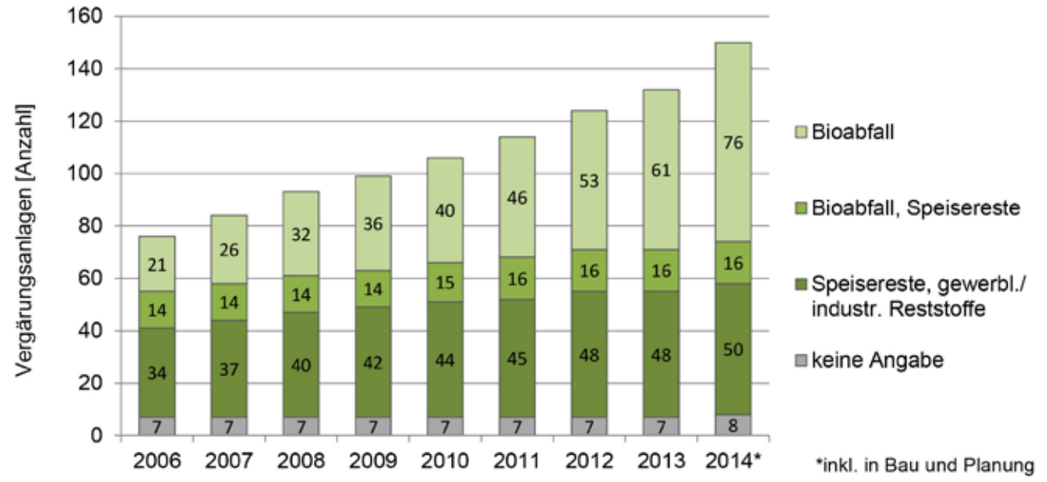


Abbildung 3: Entwicklung der (Bio-)Abfallvergärungsanlagen in Deutschland 2006 – 2014 differenziert nach Substratinput der Anlagen (Datenbank DBFZ, Stand 05/2014)

Im Vergleich zum Gesamtanlagenbestand der Abfallvergärungsanlagen in Deutschland, bei dem 54% des Substratinputs insgesamt (frischmassebezogen) Bio- und Grünabfälle darstellen, werden in den seit 2012 in Betrieb genommenen Bioabfallvergärungsanlagen mit 84% des Substratinputs überwiegend Bio-und Grünabfälle vergärt. (vgl. Abbildung 4).

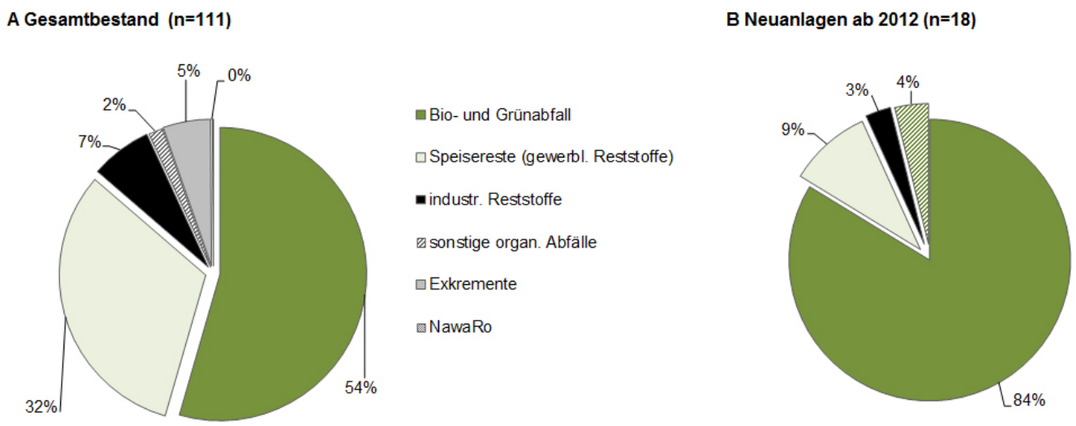


Abbildung 4: Verteilung des Substratinputs der (Bio)Abfallvergärungsanlagen in Deutschland in Prozent (frischmassebezogen); A: Substratinput des Gesamtanlagenbestandes (n=111); B: Neuanlagen ab 2012 (n=18) (Datenbank DBFZ, Stand 05/2014)

5. Technologien - Bioabfallvergärungsanlagen

Hinsichtlich der eingesetzten Technologie bei der Prozessführung der Anlagen zur Bioabfallvergärung zeichnet sich in den vergangenen Jahren ein deutlicher Trend hin zur Trockenfermentation ab. Dabei erfolgt die Vergärung gleichermaßen in Boxen- bzw. Garagenfermentern, die als Batchverfahren diskontinuierlich betrieben werden, und in Pfropfenstromverfahren mit kontinuierlicher Betriebsweise (vgl. Abbildung 5 und Abbildung 6).

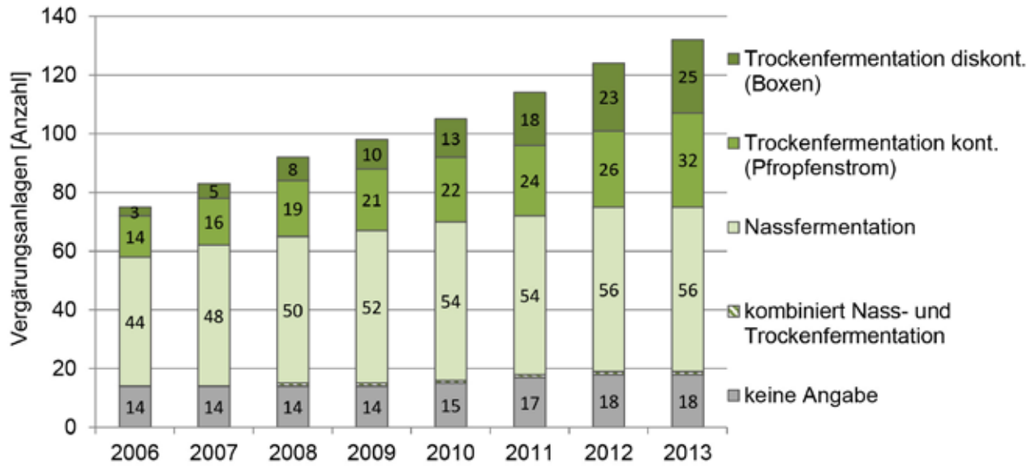


Abbildung 5: Entwicklung der (Bio-)Abfallvergärungsanlagen in Deutschland 2006 – 2013 differenziert nach eingesetzter Verfahrenstechnologie (Datenbank DBFZ, Stand 05/2014)

In Abbildung 6 ist die Verteilung der Art der Vergärungsverfahren für die Bioabfallvergärungsanlagen in Deutschland dargestellt, wobei dem Gesamtbestand an Bioabfallvergärungsanlagen (A) der Anlagenbestand, der ab 2012 neu in Betrieb genommenen Abfallanlagen (B) gegenübergestellt wird. Während mit Blick auf den Gesamtanlagenbestand im Bereich der Bioabfallvergärung hälftig Nass- und Trockenfermentationsverfahren eingesetzt werden, überwiegt der Anteil der Trockenfermentationsverfahren (kontinuierlich und diskontinuierlich) bei Neuanlagen deutlich.

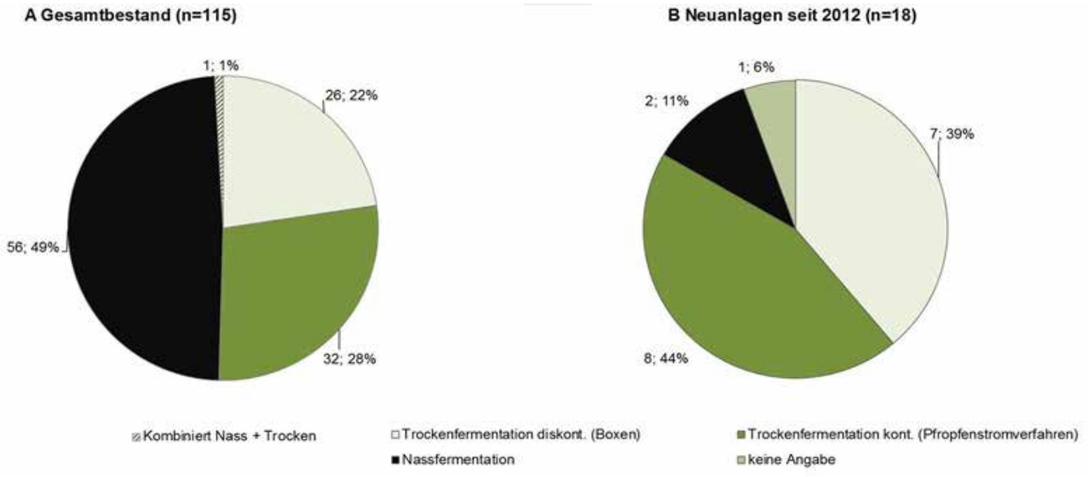


Abbildung 6: (Bio-)Abfallvergärungsanlagen in Deutschland differenziert nach eingesetzter Verfahrenstechnologie (Anlagenzahl; %-Anteil); Anlagenbestand gesamt (n=115); B: Neuanlagen ab 2012 (n=18)(Datenbank DBFZ, Stand 05/2014)

6. Beispielanlagen neuer Bioabfallanlagen

Die Vergärung von kommunalen Bioabfällen (Biotonne) wird in den letzten Jahren in mehreren Kommunen bzw. Städten zur Behandlung von Bioabfällen eingesetzt. Die durchschnittliche Anlagengröße der neu gebauten Bioabfallvergärungsanlagen ab 2012 beträgt 900 kWel, dennoch werden auch kleinere Anlagengrößen gebaut. Als neue Anlagen im Bereich der Bioabfallvergärung sind beispielsweise das Kompostwerk Ennigerloh (Kreis Warendorf) mit einer Teilstromvergärung und anschließender Tunnelrotte (Input: 16.000 Mg/a Bioabfall, Stromzeugung: 5.000 MWh/a) oder Rhein-Main Biokompost GmbH in Frankfurt (Input: 17.000 Mg/a Bioabfall, Trockenfermentation im Batchverfahren mit Nachkompostierung, Energieerzeugung: 3.500 MWh/a) zu nennen (VHE 2012b). Das Biogas- und Kompostwerk Bützberg (in Tangstedt) der Stadtreinigung Hamburg vergärt seit 2011 den städtischen Bioabfall und Grüngut der Stadt Hamburg (Input: ca. 70.000 Mg/a Bioabfall und Grünschnitt). Das Biogas wird anschließend zu Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist (ca. 2,5 Mio m3 Biomethan pro Jahr). Der in der Nachrotte behandelte Gärrest wird als Kompost vermarktet. (Stadtreinigung Hamburg 2011)

Die Stadtreinigung Berlin (BSR) betreibt seit 2013 eine Biogasanlage, bei der das Biogas zu Biomethan aufbereitet wird und über eigene Gas-Tankstellen die Hälfte des eigenen Fuhrparkes der Müllfahrzeugflotte bedient. Jährlich werden aus etwa 60.000 Mg städtischem Bioabfall rd. 4,4 Mio. m3 Biomethan pro Jahr erzeugt (BSR 2014). Dabei wird ebenfalls ein Trockenfermentationsverfahren eingesetzt. In Schwerin wird derzeit eine Bioabfallvergärungsanlage mit einer Gesamtkapazität von 18.000 Mg/a kommunalem Bioabfall (Biotonne) unter Einsatz eines Pfropfenstromfermenters gebaut (Anlagenleistung: 370 kWel) (Grüner 2014). Die Nachrotte des separierten Gärrestes (14 Tage) ist in Rottetunneln vorgesehen. Die Inbetriebnahme dieser Anlage ist für Anfang 2015 geplant.

7. Schlussfolgerung & Ausblick

Mit der Novellierung des EEG in 2014 wurden die Streichung der Rohstoffvergütungen, die Mengenbegrenzung des jährlichen Ausbaus für Bioenergie und die verpflichtende Direktvermarktung und Flexibilisierung neuer Anlagen umgesetzt. Einzig die bisher begrenzt effektiven Vergütungen für spezielle Anlagen zur Behandlung von Rest- und Abfallstoffen wurden beibehalten.Künftig ist ein überwiegender Einsatz von Abfall- und Reststoffen zur Stromerzeugung aus Biomasse vorgesehen. Im Bereich der kommunalen Bioabfälle ist gegenüber dem derzeitigen Stand mit einem Zuwachs der Sammelmenge und damit des Biogaspotenzials zu rechnen. Vor dem Hintergrund des künftig geringeren Ausbaus in Deutschland verlagern sich die Aktivitäten der Anlagenhersteller im Biogasbereich zunehmend ins Ausland. Dies trifft auch für den Bereich der Bioabfallvergärung zu. Dennoch sind die Potenziale zur energetischen Nutzung organischer Reststoffe noch nicht ausgeschöpft. Effiziente Nutzungspfade für derartige Reststoffe sind gefragt. Derzeit beschäftigen sich viele Landkreise mit alternativen Verwertungswegen der kommunalen Abfälle. Allerdings besteht die Unsicherheit, welche Technologie für die Verwertung der kommunalen Abfälle - mit Blick auf Technik, Kosten und Klimaschutzbeitrag – eingesetzt werden soll. Landkreise ohne eigene Verwertungsanlagen schreiben die Entsorgung der Abfälle zur Kostenminimierung oft für sehr kurze Zeiträume (1-2 Jahre) aus. Unter diesen Bedingungen lässt sich eine langfristige Investition wie der Bau einer Biogasanlage nicht realisieren. Zudem werden insbesondere in den ostdeutschen Bundesländern häufig offene Mietenkompostierungen in kleinen Anlagen mit geringen genehmigungsrechtlichen Anforderungen für die Verwertung der Bioabfälle verwendet, so dass technisch aufwendigere Verfahren - wie die Vergärung - mit derart günstigen Verwertungsoptionen nicht konkurrieren können (Scheftelowitz et al. 2014b). Eine Förderung der Reststofferschließung kann durch den Abbau dieser Hemmnissen sowohl bei der Genehmigungspraxis (u.a. längere Ausschreibungszeiträumen für Abfälle, Abbau von Informationsdefiziten) als auch durch die Etablierung regionaler Planungs- und Steuerungsinstrumente außerhalb des EEG umgesetzt werden (Thrän et al. 2014).

Um die Vergärung von kommunalen Bioabfällen zu forcieren, könnte die Vergärung zudem als effizienter Verwertungsweg festgeschrieben werden. Dabei sind die Gärreste als Dünger bzw. Kompost zu nutzen, solange keine überhöhten Schadstoffgehalte vorliegen. Besonderes Augenmerk muss in Zukunft auf einem emissionsarmen Betrieb der Nachkompostierung liegen. Methanemissionen aus Kompostierungsprozessen sind vor allem durch den Ablauf im technischen Betrieb, geeignete Belüftungsmaßnahmen, ausreichende Struktur in der Miete etc. zu lösen.

8. Literatur

BSR (2014): BSR Biogasanlage „Bioabfall wird Biogas“ http://www.bsr.de/assets/downloads/Zusatzinfos_BSR-Biogasanlage_Kompatibilitaetsmodus.pdf (Zugriff am 15.08.2014)

Bundesministerium der Justiz (2012): EEG 2012 „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG).“ Herausgeber: Bundesministerium der Justiz. Berlin: juris GmbH, 17. August 2012.

Bundesministerium der Justiz (2012): Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen (Kreislaufwirtschaftsgesetz KrWG); Juris GmbH Berlin, 24. Februar 2012

Bundesministerium der Justiz (2012): Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und gärtnerisch genutzten Böden (BioAbfVO); juris GmbH Berlin, 23. April 2012

Bundesministerium der Justiz (2014): EEG 2014: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz). Herausgeber: Bundesministerium der Justiz. Berlin: juris GmbH, 21.07. 2014.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2013. Stand: Februar 2014. Unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/A/agee-stat-grafiken-und-tabellen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Zugriff am 15.08.2014)

DESTATIS (2013): Statistische Bundesamt: Abfall-Daten; https://www.destatis.de/, 20.03.2013

Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2014): Leitfaden – Biogasaufbereitung und -einspeisung. Förderkennzeichen (FKZ): 22008811, 5. Auflage, Gülzow-Prüzen, 2014.

Fricke, K.; Heußner, C.; Hüttner, A.; Turk, T.; Bauer, W.; Bidlingmaier, W. (2013): Vergärung von Bio- und Grünabfällen, Teil 1: Ausbaupotenzial bei der Vergärung von Bio- und Grünabfällen, In: Müll und Abfall 12/2013, S. 628-635.

Grüner, S. (2014): Zukünftige Bioabfallbehandlung in der Landeshauptstadt Schwerin, In: 16. Dialog Abfallwirtschaft MV am 3. April 2014 an der Universität Rostock, ISBN 978-3-86009-410-5, S. 49-55.

Kranert, M.; Maurer, C. (2013): Biomasse im Abfallbereich – Potenziale, Märkte und Stoffstromkonkurrenzen. In: 74. Symposium 2013 (Oktober 2013).

Scheftelowitz, M.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Hillebrand, K.; Naumann, K.; Ziegler, D; Witt, J.; Beil, M.; Beyrich, W. (2014a): Stromerzeugung aus Biomasse. (FZK 03MAP250). Zwischenbericht Juni 2014. Projekt gefördert vom Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Leipzig, 2014.

Scheftelowitz et al. (2014b): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse), Leipzig, 2014.

Scholwin et al. (2012): Überblick über den Stand der Bioabfallvergärungstechnologien, Stuttgart, 2012.

Schüch, A.; Daniel-Gromke, J.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2014): Stand und Perspektiven der Abfall- und Reststoffvergärung in Deutschland. Biogas-Journal 1/2014.

Stadtreinigung Hamburg (2011): Natürliche Kreisläufe als Vorbild - Biogas- und Kompostwerk Bützberg. http://www.stadtreinigung-hh.de/srhh/export/sites/srhh/download/PDF/BroschuereBuetzberg11-11.pdf (Zugriff am 15.08.2014).

Stecher, K. (2013): Flächenpotenziale in Deutschland – Ein Literaturvergleich, DBFZ, unveröffentlicht.

Thrän, D.; Krautz, A.; Scheftelowitz, M.; Lenz, V.; Liebetrau, J.; Daniel-Gromke, J.; Zeymer, M.; Nelles, M. (2014): Auswirkungen der gegenwärtig diskutierten Novellierungsvorschläge für das EEG-2014. Hintergrundpapier – überarbeitet am 31.03.2014. Leipzig, 2014 https://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Presseinformationen/2014/Hintergrundpapier_Bioenergie_EEG.pdf (Zugriff am 15.08.2014)

VHE (2012a): Bio- und Grünguterfassung in Deutschland, Aachen, 2012.

VHE (2012b): Praxis-Wissen Vergärung und Kompostierung. In: HuMuss Nr. 27, 13. Jahrgang 2012, Verband der Humus- und Erdenwirtschaft e.V. (Hrsg.).

Zeller et al. 2011: Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe, https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/user_upload/Downloads/Ver%C3%B6ffentlichungen/02_Basisinformationen_Reststoffe_web.pdf

Dr. Armin Vetter (Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft)

Stroh – goldwerter Rohstoff für die Bioenergie

Dr. Armin Vetter
Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft
Naumburger Straße 98, 07743 Jena
armin.vetter@tll.thueringen.de

Die Bereitstellung von auf dem Ackerland in Hauptfruchtstellung erzeugter Biomasse für die Erzeugung von Biogas stand und steht in der öffentlichen Kritik. So sind bei der Nutzung von Reststoffen die immer wieder diskutierten negativen Umweltwirkungen, z. B. durch Landnutzungsänderungen, nicht zu verzeichnen. Nebenprodukte, sowohl aus der Land- und Forstwirtschaft, aus der vorbereitenden Industrie, als auch aus der Landschaftspflege sind daher eine willkommene Alternative.

In der Forstwirtschaft herrscht weitestgehend Einigkeit, dass die Potenziale an Waldrestholz und Nebenprodukten der Sägeindustrie bei einer nachhaltigen Waldbewirtschaftung weitestgehend ausgeschöpft sind. Auch Abfälle aus der verarbeitenden Industrie und dem Gewerbe, wie z. B. Schlachthofabfälle, Frittenfette oder Glycerin, werden bereits weitestgehend einer stofflichen oder energetischen Verwertung zugeführt. Ein geringes Potenzial ist noch bei der Verwertung von Bioabfällen aus der „grünen bzw. braunen Tonne“ vorhanden.

Ein erhebliches, bisher nur teilweise ausgeschöpftes Potenzial für die energetische Verwertung findet sich nur noch bei tierischen Exkrementen, d. h. Gülle und Stallmist. Nur in sehr geringem Umfang wird Stroh in Deutschland energetisch verwertet. Die Gründe sind vielfältiger Natur. Stroh hat nach landläufiger Meinung als Einstreu und zur Reproduktion der organischen Bodensubstanz zu dienen. Insgesamt fallen in Deutschland, bezogen auf die Trockenmasse, ca. 26 Mio. t Getreidestroh, 9,5 Mio. t Ölpflanzen- und Körnermaisstroh sowie 3 Mio. t Rübenblatt sowie Kartoffelkraut (Stand 2011) an. Davon finden etwa 17 % Getreidestroh als Einstreu und im unteren einstelligen Prozentbereich zur Herstellung von Dämmstoffen oder Pilzsubstraten Verwendung. Die energetische Verwertung spielt mit unter 50000 t pro Jahr eine extrem untergeordnete Rolle. Die anfallende Gesamtmenge von ca. 40 Mio. t kann natürlich nicht komplett energetisch verwertet werden. Das einzige naturwissenschaftlich begründbare Kriterium zur Ermittlung der aus dem Stoffkreislauf entnehmbaren Strohmenge ist die Humusbilanz. Je nach verwendeter Bilanzierungsmethode, d. h. VDLUFA - untere Werte (Cross Compliance relevant), VDLUFA - obere Werte (Ökolandbau) oder der Humuseinheiten-Methode (REPRO) können 8 bis 13 Mio. t Stroh (86 % TS) bei einer ausgeglichenen Humusbilanz aus den Kreislauf entnommen werden (Abb. 1), das entspricht 112 bis 186 Petajoule pro Jahr. Die ermittelten Werte für die Kreise bzw. Regionen sollten für Planungszwecke verwendet werden. Wird eine energetische Verwertung an einem Standort konkret erwogen, ist die exakte Bilanzierung jedes einzelnen Betriebes in der Region unerlässlich.

Auch beziehen sich die ausgewiesenen Potenziale auf eine 100%ige Verwertung des Kohlenstoffes, wie sie bei einer thermischen Nutzung gegeben ist. Theoretisch kann das Stroh natürlich als Rohstoff in einer Bioraffinerie bzw. zur Herstellung von Kraftstoffen der 2. Generation, hier sei das BTL- bzw. IOGEN-Verfahren aufgeführt, Verwendung finden. Aussichtsreich und sinnvoll erscheint die Nutzung von Stroh in Biogasanlagen, da hier ausschließlich der leicht verfügbare C-Anteil energetisch genutzt wird. Alle Hauptnährstoffe und ein Großteil des humuswirksamen Kohlenstoffs bleiben enthalten (GR). Dies erhöht zwangsläufig die eingangs aufgeführten Potenziale. Der gegenwärtig aussichtsreichste Weg ist die thermische Verwertung, d. h. Verbrennung oder Vergärung zur Erzeugung von Wärme und Strom.

Die Kosten für die Bergung, den Transport und die Lagerung incl. Nährstoffwert (20 Euro/t FM) belaufen sich, bezogen auf 86 % TS, auf ca. 75 – 80 Euro/t. Dabei sind Einsparpotenziale, z. B. durch die Rückführung der Asche und damit eines Großteils der Grundnährstoffe Phosphor, Kalium und Magnesium, der eingesparte Strohreißer sowie die Mehraufwendungen für die Einarbeitung des Strohs nicht mit berücksichtigt. Damit liegen sie deutlich unter den Kosten für Holzhackschnitzel oder Mais (Biogaserzeugung). Am Preis liegt es offenbar nicht, das Stroh kaum

energetisch verwertet wird. Die wesentlichen Gründe dürften die aufgeführten Rahmenbedingungen, ungenügende Erfahrungen mit der Logistik, so ist Stroh im Gegensatz zum Holz in Deutschland kein Handelsgut und in den ungünstigeren Verbrennungseigenschaften, die eine aufwändige Technik erfordern, sein.

Trotz dieser Probleme bei der thermischen Verwertung zeigen neuartige Technologien zur Halmgutverbrennung radikal verbesserte Ausbrandergebnisse auf den Niveaus der besten verfügbaren Technologien für die Holzverbrennung. Einige dieser Technologien müssen jedoch noch einen stabilen Dauerbetrieb nachweisen. Der Einsatz von Abscheidetechnologien ist, ebenso wie für Anlagen im Geltungsbereich der 4./13. BImSchV (TA Luft Anforderungen) unumgänglich.

Im größeren Anlagenbereich ab ca. 250 kW Feuerungswärmeleistung werden die wirtschaftlichen Nachteile immer kleiner, sodass hier der besondere Schwerpunkt für umsetzbare Projekte gesehen werden kann.

Bei konservativer Herangehensweise (210 l CH4/kg oTS) lassen sich je t Stroh 168 m³ Methan erzeugen. Bei Maissilage sind es dagegen aufgrund des deutlich geringeren TS-Gehaltes nur 103 m³ CH4/t. Somit kann je t Stroh eine Stromerzeugung von 640 kWh erreicht werden. Bei einem unterstellten Gesamtpotenzial von rund 10 Mio. t Stroh, entspricht das einer elektrischen Leistung von ca. 710 MW.

Bei der Zusammensetzung der Trockensubstanz ist festzustellen, dass Stroh mit rund 5 - 8 % Ascheanteil und einem schwer bzw. nicht vergärbaren Anteil der oTS von ca. 35 % nicht so weit aufgeschlossen werden kann wie Maissilage (Abb. 2). Stroh ähnelt in dieser Weise deutlich mehr dem Wirtschaftsdünger, als dem Mais.

Die mechanische Zerkleinerung und Aufbereitung von Stroh als eine mögliche Voraussetzung für ein gutes Einmaischen und damit für eine problemarme Vergärung ermöglicht eine bessere Wasseraufnahme, trägt zur Schwimmschichtvermeidung bei und beschleunigt die Gasbildung. Bei den mechanischen Verfahren der Substrataufbereitung ist der Energieeinsatz zu beachten, der z. B. bei Extrudereinsatz bis ca. 10 % der Strohenergie betragen kann. Die technischen Vorgaben des EEG 2012 in § 6 mit einer Mindestverweilzeit im gasdichten Raum von 150 Tagen stellen einen Vorteil für die Strohver-gärungsanlagen dar, da solche langen Verweilzeiten für schwer vergärbare Substrate wie Stroh als günstiger einzuschätzen sind.

Auf Grund der Regionalität des Strohanfalls und zur Vermeidung entsprechender Transportaufwendungen sollten Stroh-Vergärungsanlagen vorerst vorrangig im kleinen bis mittleren Anlagengrößenbereich erprobt werden, um entsprechende technische und verfahrenstechnische Erfahrungen zu gewinnen. Allerdings hat das EEG 2014 dafür die wirtschaftlichen Voraussetzungen entzogen. Für bestehende Biomethaneinspeiseanlagen besteht durch die bilanzielle Teilbarkeit eine Möglichkeit, Gas als Kraftstoff vermarkten und über die Doppelanrechnung auf die Biokraftstoffquote die ökonomischen Verhältnisse neu zu überdenken.

FAZIT

Es steht regional unterschiedlich ein erhebliches Potenzial an Stroh für die energetische Verwertung zur Verfügung. Vorrangig sind als Verwertungswege die Biogaserzeugung und die thermische Verwertung zu favorisieren. Einer großräumigen Erschließung stehen die derzeitigen Rahmenbedingungen, d. h. die Ausgestaltung des EEG und die Bundesimmissionsschutzgesetzgebung, entgegen.

Technische Innovationen zur Nutzung dieses erheblichen Potenzials werden nur dann erfolgen, wenn die Rahmenbedingungen so geändert werden, dass sich die energetische Verwertung von Stroh für die Landwirte und die Betreiber von Anlagen wirtschaftlich gestalten lässt. Zumindest bei der Wärme- und Prozessdampferzeugung und im Biogasbereich sind dafür erste Ansätze vorhanden.

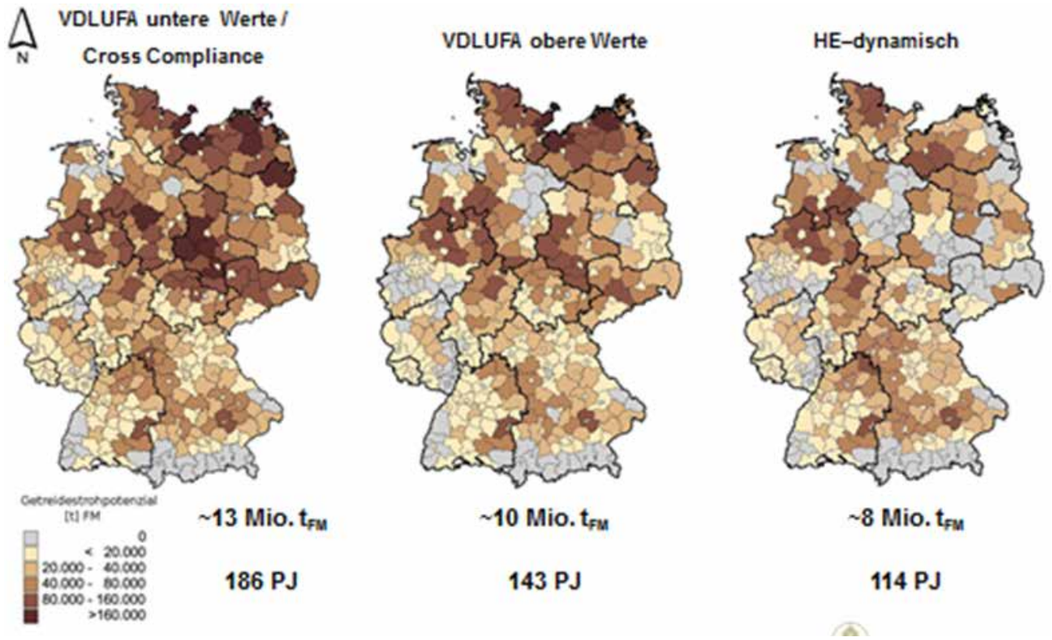


Abbildung 1: Ergebnisse regionales Strohpotenzial bei ausgeglichener Humusbilanz nach verschiedenen Methoden

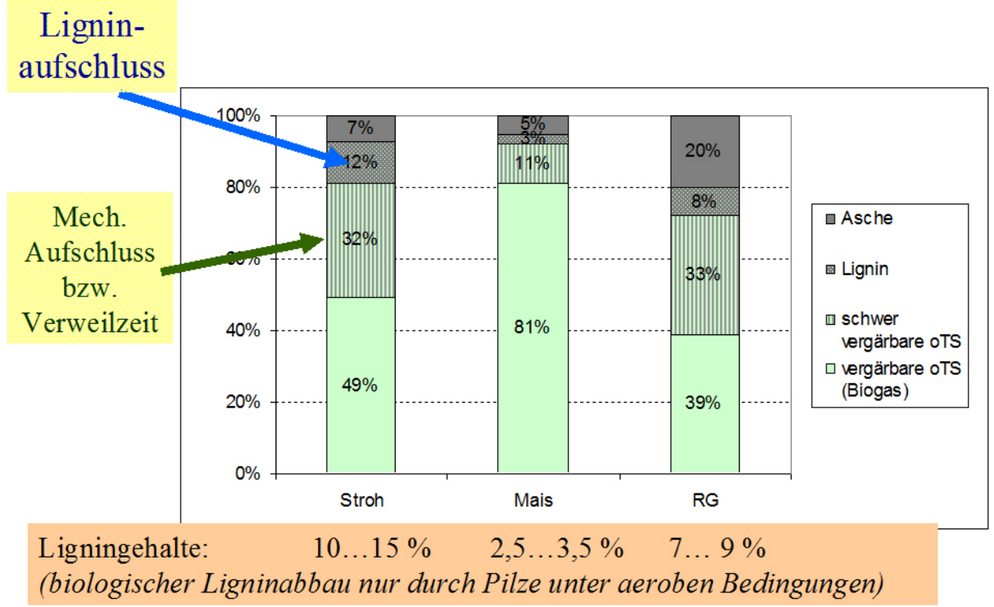


Abbildung 2: Zusammensetzung der TS von Biogassubstraten (RG – Rindergülle)

Melanie Zenker (C.A.R.M.E.N. e.V.)

Einsatz von standardisierten Holzbrennstoffen in Kleinvergasern - Wirtschaftlichkeit und Praxisbeispiele aus Deutschland

Melanie Zenker
C.A.R.M.E.N. e.V.
Schulgasse, Nr. 18,
94315, Straubing
contact@carmen-ev.de

Schlagwörter: Holzvergasung, Qualitätsbrennstoffe

Für die Holzvergasung in Kleinanlagen benötigt man hochqualitative Brennstoffe mit geringem Wassergehalt und einer möglichst gleichmäßigen Struktur. Setzt man ungeeignete Brennstoffe ein, so kommt es zur Verschlackung und im schlimmsten Fall sogar zu einer Stilllegung der Anlage. Trockene, saubere und homogene Holzbrennstoffe können sowohl Holzpellets als auch Holzhackschnitzel mit guter Qualität sein. Pellets sind leichter zu handhaben und die Qualitätssicherung ist unkomplizierter, dafür sind sie in der Anschaffung deutlich teurer. Meistens werden Hackschnitzel eingesetzt, da die meisten im Handel erhältlichen Anlagen auf diesen Brennstoff ausgelegt sind. Viele Betreiber trocknen ihre Hackschnitzel mit Hilfe der Vergasungsanlage selber auf den notwendigen Wassergehalt von 12 - 15 %, einige sieben sie zusätzlich ab.

Angesichts zahlreicher Trocknungsanlagen an Biogasanlagen sind Hackschnitzel mit dem erforderlichen Wassergehalt zu einem höheren Preis auch im Handel erhältlich. Es gilt den eigenen Aufwand und Einkaufspreise im Vorfeld genau gegeneinander abzuwägen. Die Anzahl kleiner Holzvergasungsanlagen in Deutschland hat sich von 2010 bis 2013 etwa um das Sechsfache erhöht, auf ca. 380 Stück (DBFZ 2013, DBFZ 2014). Diese Anlagen erzeugten im Jahr 2013 etwa 0,3 TWh elektrische Energie. Das sind etwa 3 % der Stromerzeugung aus fester Biomasse in Deutschland. Kleine Holzvergasungsanlagen können in Deutschland wirtschaftlich betrieben werden, sofern sie wärmegeführt in der Grundlast eingesetzt werden. Eine hohe Vollbenutzungsstundenzahl von etwa 7.000 Stunden im Jahr ist nach momentaner Gesetzeslage dafür in der Regel die Voraussetzung.

Literatur

DBFZ GGMBH (2013): Zwischenbericht Stromerzeugung aus Biomasse 03MAP250
DBFZ GGMBH (2014): Zwischenbericht Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse)

Dr. Janet Witt (DBFZ)

Thermisch modifizierte Festbrennstoffe im Überblick

Dr.-Ing. Janet Witt, Nadja Weller, Kathrin Bienert, Dr. agr. Jan Khalsa
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
janet.witt@dbfz.de, nadja.weller@dbfz.de, katrin.bienert@dbfz.de, jan.khalsa@dbfz.de

Schlagwörter: thermische Modifikation, Festbrennstoffe, Brennstoffaufbereitung, Homogenisierung, Torrefizierung, Waschprozesse, hydrothermale Karbonisierung, Steam Explosion

Im Festbrennstoffbereich steht neben der Technologieentwicklung die Homogenisierung der Brennstoffeigenschaften zur Effizenzsteigerung der Gesamtanlage im Mittelpunkt der aktuellen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten. Dabei wird untersucht, die Synergieeffekte des standortbedingten (begrenztem) Rohstoffaufkommens und technologiespezifischer Brennstoffanforderungen besser gerecht zu werden. Verschiedene Vorbehandlungsoptionen (u. a. Waschprozesse) und unterschiedliche Stufen der thermischen Modifizierung (z. B. HTC, Torrefizierung) sorgen für eine Vervielfältigung der Angebots-, aber auch der betrachteten Rohstoffpalette. Der Konferenzbeitrag wird einen Überblick zu den derzeit in Entwicklung befindlichen Konzepten geben und erste Erfahrungen mit Verbrennungsversuchen ausgewählter Chargen vorstellen.

1. Einordnung

Der Bedarf an nachhaltigen Energieträgern steigt zunehmend und wird im zukünftigen Energiemarkt eine immer höhere Bedeutung erlangen. Insbesondere Energieträger, die von einem hohen Flexibilisierungspotenzial gekennzeichnet sind, bieten für die bedarfsgerechte Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung eine interessante Option. Diese Energieträger zeichnen sich gegenüber konventionellen Biobrennstoffen durch ihre homogenen Brennstoffeigenschaften, ihr schnelles Reaktionsverhalten im Konversionsprozess, ihre breite Einsetzbarkeit in Anlagen aller Leistungsbereichen (von Kleinfeuerungs-/-vergasungsanlagen bis zur Mitverbrennung in Kraftwerken) sowie eine flexible Rohstoffbasis aus [Billig et. al, 2014].

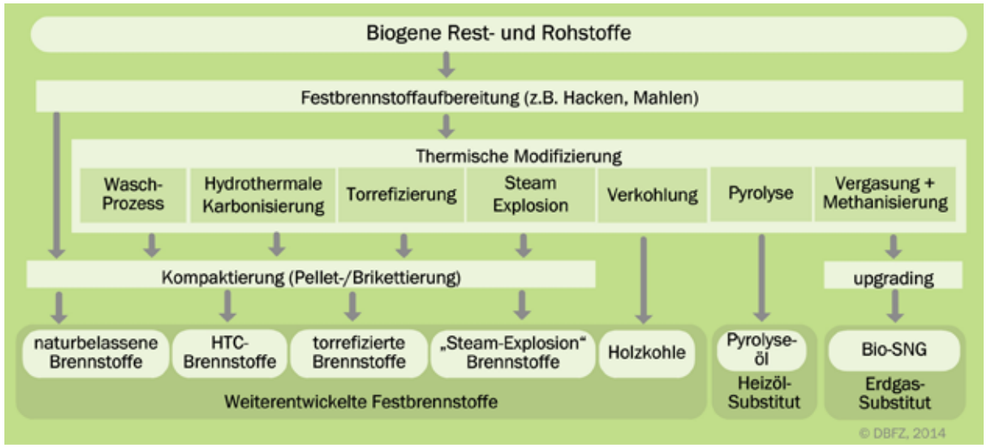


Abbildung 1: Ausgewählte Pfade und Prozesse der thermischen Modifizierung von biogenen Festbrennstoffen gegenüber der konventionellen Kompaktierung von naturbelassenen Brennstoffen (z.B. Holzpellets)

Die thermische Modifizierung kann als eine Veredlung / Aufwertung von konventionellen biogenen Festbrennstoffen durch innovative Aufbereitungsprozesse bezeichnet werden und wird über verschiedene Konversionspfade realisiert (Abbildung 1). Als Ausgangsmaterial können biogene Roh- und Reststoffe aus der Land- und / oder Forstwirt-

schaft bzw. organische Abfälle genutzt werden, die je nach Modifizierungsprozess in einem festen, flüssigen oder gasförmigen Energieträger umgewandelt werden. Während Biomethan auf Basis der biochemischen Konversion (Vergärung und Aufbereitung des Biogas zur Biomethan) bereits in größeren Mengen zur Verfügung steht[1] und ins Erdgasnetz einspeist oder als Kraftstoff vertrieben wird, wird aktuell kein Biomethan über die thermochemische Konversion aus biogenen Festbrennstoffen (z.B. Holz) produziert. In Pilot- und Demonstrationsvorhaben im Ausland wird derzeit jedoch die technische Marktreife getestet. Der Pfad der Pyrolyse - auch Schnell-Pyrolyse (fast pyrolysis) genannt - von Biomasse wird vor allem in den skandinavischen Ländern verfolgt, die aus Holz einen Ersatzbrennstoff für Heizöl bereitstellen wollen. Insbesondere an der Haltbarkeit und optimierten Brennstoffeigenschaften des Pyrolyseöl wird aktuell noch geforscht [Alakangas et. al., 2014]. Traditionell ist der Pfad der Holzkohleproduktion aus Waldholz die bekannteste Art der thermischen Modifizierung mit einem festen Energieträger als Endprodukt des Prozesses, welches bereits Marktreife erlangt hat und seit Jahrhunderten gehandelt wird.

Alle weiteren in Abbildung 1 aufgezeigten Brennstoffpfade der thermischen Modifizierung befinden sich derzeit noch im Entwicklungsstadium bzw. werden ausschließlich in Labor-, Demonstrations- oder Pilotanlagen produziert, deren Marktreife zunächst noch ermittelt werden muss. In dem Beitrag werden genau diese Prozesse der thermischen Modifizierung beleuchtet, deren Reaktionsprodukt ein fester Bioenergieträger ist.

Beispielhaft wird nachfolgend zunächst auf den Stand der Torrefizierung im Vergleich zu konventionellen Brennstoffen eingegangen, während im Konferenzbeitrag weitere Brennstoffmodifikationen vorgestellt werden.

2. Torrefizierung - Prozesskenngrößen und Brennstoffeigenschaften

Torrefizierung kann als eine Art milde Pyrolyse bezeichnet werden, bei der unter Luftabschluss bzw. fast inerten Bedingungen und atmosphärischen Druckverhältnissen eine Aufheizung der Biomasse auf Temperaturen zwischen 200 bis 320°C stattfindet. Je nach Zusammensetzung der Biomasse und Prozessbedingungen (Aufheizrate, Verweilzeit) nimmt mit steigender Temperatur der Anteil an freigesetzten Flüchtigen Bestandteilen zu, während die molekulare Zersetzung des Materials (Hemizellulose, Lignin, Zelluslose) fortschreitet [Öhlinger, 2013].

Unter der Voraussetzung, dass der Torrefizierungsprozess energieeffizient (d.h. mit Wärmerückgewinnung und Wiedereinbringung der Wärme in den Prozess) durchgeführt wird, kann bis zu 90 % der eingebrachten Bioenergie (bezogen auf den unteren Heizwert) in Form von torrefizierten Pellets zur Verfügung werden. Auf diese Weise wird die Energieeffizienz der gesamten Wertschöpfungskette durch die Torrefizierung der Biomasse erhöht. Parallel wird der CO2-Ausstoß und die Kosten der Brennstoffbereitstellung gegenüber Referenzsystemen vermindert. Durch die Kombination von Torrefizierung und Pelletierung bzw. Brikettierung ist es möglich, einen festen Brennstoff mit einer hohen Energiedichte umzuwandeln, der beispielsweise vorteilhafte Eigenschaften für den (Langstrecken-) Transport und die Lagerung aufweist

Wie in Abbildung 2 deutlich wird, führt die Torrefizierung zu Änderungen der physikalischen Eigenschaften des Brennstoffs. Neben der Steigerung des Heizwertes kann in Verbindung mit Pelletierung bzw. Brikettierung eine Erhöhung der volumetrischen Energiedichte im Vergleich zur unbehandelten Biomasse erzielt werden. Während des Prozesses werden vor allem sauerstoffhaltige Verbindungen (Flüchtige) ausgetrieben, weshalb sich das Sauerstoff-Kohlenstoff-Verhältnis ändert und der Heizwert von 15-17 MJ/kg auf 18-24 MJ/kg steigt. Da die faserigen Bestandteile der Biomasse durch die hohen Prozesstemperaturen zerstört werden, verbessern sich die Mahleigenschafen des Energieträgers, was besonders beim Einsatz zur Mitverbrennung in Kohlekraftwerken Vorteile bietet.

Neben einer fast vollständigen Reduzierung des Wassergehalts auf 1-2 % nehmen torrefizierte Brennstoffe zusätzlich nahezu hydrophobe Eigenschaften an. D.h. sie absorbieren kaum noch Wasser (< 5 %) und reduzieren damit biologische Zerfallsprozesse deutlich, womit die Lagerfähigkeit steigt und eine (befristete) Lagerung im Freien

1 Ende 2013 befanden sich in Deutschland Biomethananlagen mit einer Gesamtaufbereitungskapazität von 175.770 m3 i.N./h Rohgas in Betrieb [Scheftelowitz. et.al.,2014]

ermöglicht wird. Insgesamt betrachtet nähern sich die Eigenschaften torrefizierter Brennstoffe denen von Kohle [Ziegler, 2014].

	Holzhack-schnitzel	Holzpellets	Torrefizierte Holzpellets	Holzkohle	Kohle
Wassergehalt (Gew.-%)	30 – 55	7 – 10	1 – 5	1 – 5	10 – 15
Heizwert (MJ/kg, ar) in Anlieferungszustand	7 – 12	15 – 17	18 – 24	30 – 32	23 – 28
Flüchtige Bestandteile (Gew.-% TM)	70 – 84	75 – 84	55 – 80	10 – 12	15 – 30
C-Gehalt (Gew.-% TM)	16 – 25	16 – 25	22 – 35	85 – 87	50 – 55
Schüttdichte (kg/l)	0.20 – 0.3	0.55 – 0.65	0.65 – 0.80	0.18 – 0.24	0.80 – 0.85
Energiedichte (GJ/m³)	1.4 – 3.6	8 – 11	12 – 19	5.4 – 7.7	18 – 24
Hygroskopische Eigenschaften	hydrophil	hydrophil	(moderat) hydrophob	hydrophob	hydrophob
Biologische Abbaubarkeit	schnell	schnell	langsam	keine	keine
Mahleigenschaften	Spezial, hoher Energieaufwand	Spezial, hoher Energieaufwand	Standard – rohstoffabhängig	Standard	Standard
Produkthomogenität	limitiert	hoch	hoch	hoch	hoch
Transportkosten	hoch	mittel	niedrig	mittel	niedrig

Abkürzungen:
TM = Trockenbasis

Abbildung 2: Vergleich der Brennstoffeigenschaften von ausgewählten thermisch modifizierten Brennstoffen (torrefizierte Holzpellets und Holzkohle) mit konventionellen biogenen Festbrennstoffen (Holzhackschnitzeln und Holzpellets) sowie dem fossilen Festbrennstoff Kohle [basierend auf www.SECTOR-project.eu]

3. Aktueller Entwicklungsstand

Momentan wird die Torrefizierungstechnologie in verschiedenen Forschungs- und Pilotprojekten in der EU und in Nordamerika optimiert und weiterentwickelt. Dabei steht vor allem der Einsatz torrefizierter Biomasse in Kohlekraftwerken im Fokus. Daneben steigt jedoch gerade in Deutschland auch das Interesse an weiteren Absatzmärkten, wie dem Einsatz in Kleinfeuerungs- und Holzvergasungsanlagen. Eine Herausforderung stellt dabei die derzeit noch hohen Kosten für den Aufbereitungsprozess dar, weshalb die Herstellung torrefizierter (und kompaktierter) Brennstoffe im Vergleich mit nicht-thermisch modifizierten biogenen Festbrennstoffen deutlich teurer ist. Dabei wird der Brennstoffpreis beeinflusst u.a. von der Art des Rohmaterials, dessen Verfügbarkeit, der geforderten bzw. gelieferten Brennstoffqualität sowie logistischen Rahmenbedingungen der Brennstoffbereitstellung. Ebenso trägt die derzeit noch nicht marktreife Verfügbarkeit von kommerziellen Torrefizierungsanlagen zu den hohen Brennstoffpreisen bei. Optimistische Marktbeobachter gehen davon aus, das diese Marktbarriere innerhalb der kommenden 1 bis 2 Jahren [Deutmeyer et. al, 2013].

4. Literatur

Billig, E.; Witt, J.; Klemm, M.; Kirsten, C.; Khalsa, J.; Thraen, D.: Intermediate biofuels to support a flexible application of biomass. In: Thrän, D. (Hrsg.): Smart Bioenergy - Technologies and concepts for a more flexible bioenergy provision in future energy systems; Springer-Verlag GmbH, Berlin Heidelberg 2014 (in Druck).

Scheftelowitz, M. et. al: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Wissenschaftlicher Bericht zum Vorhaben „Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse)“, FZK 03MAP250, i. A. des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWI), Kooperationsvorhaben des DBFZ, Bosch & Partner, INL und IWES, 17. Juli 2014

Alakangas, E.; Asikainen, A.; Grammelis, P.; Hämäläinen, J.; Haslinger, W.; Janssen, R.; Kallner, P.; Lehto, J.; Mutka, K.; Rutz; D.; Tullin, C.; Wahlund, B., Weissinger, A.; Witt, J.: Biomass Technology Roadmap., published by AEBIOM European Biomass Association (editor) in cooperation with the European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling (RHC-ETP), March 2014

Öhlinger, A.; Förster, M.; Kneer, R.: Torrefaction of beechwood: A parametric study including heat of reaction and grindability. Fuel, Volume 104, February 2013, Pages 607–613

Ziegler, D.; Witt, J.; Bienert, K.; Schaubach, K.: Torrefizierte Bioenergieträger: Auch für Deutschland interessant?. In: Nelles, M. (Hrsg.): Tagungsband zum 8. Rostocker Bioenergieforum, Schriftenreihe Umweltingenieurwesen, Band 45, Universität Rostock, 19. - 20. Juni 2014, Wissenschaftsverlag Putbus 2014, S. 87 - 94, ISBN: 978-3-86009-207-1

Deutmeyer, M.; Bradley, D.; Hektor, B.; Hess, J.R.; Nikolaisen, L.; Tumuluru, J.S.; Wild, M.: Possible effect of torrefaction on biomass trade. IEA bioenergy task 40, June 2012

Falko Kietzmann (Hallesche Wasser und Stadtwirtschaft GmbH), Dr. Marco Klemm (DBFZ)

Hydrothermale Carbonisierung (HTC)

Falko Kietzmann[1], Dr. Marco Klemm, Andreas Clemens[2], Dr. Regina Blümel[1]
1 Hallesche Wasser und Stadtwirtschaft GmbH,
Bornknechtstr. 5
06108 Halle (Saale)
2 DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
marco.klemm@dbfz.de, andreas.clemens@dbfz.de

Im zunehmenden Maße ist die Versorgung von Bioenergieanlagen mit Energieträgern wie Holz durch eine Konkurrenzsituation gekennzeichnet, die sich bereits deutlich auf die Brennstoffpreise und damit die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Dagegen bestehen für große Mengen an biogenen Rest- und Abfallstoffen, die ideal weder für eine Verbrennung oder Vergasung noch für die Biogasproduktion geeignet sind, bisher nur sehr eingeschränkte Möglichkeiten einer energetischen Nutzung. Für diese Ausgangsstoffe bietet sich die hydrothermale Carbonisierung (HTC) als Verfahren zur Brennstoffveredlung an. Dabei werden die Reststoffe in wässriger Phase bei etwa 200°C und 20 bar in einen veredelten biogenen Festbrennstoff, die sogenannte HTC-Kohle umgesetzt. Diese zeichnet sich gegenüber der Ausgangsbiomasse durch einen gesteigerten Heizwert, einen erhöhten Kohlenstoffgehalt, einen gesenkten Anteil flüchtiger Verbindungen und vor allem durch homogenisierte Eigenschaften und eine definierte Struktur aus. Da die HTC in Wasser als Reaktionsmedium stattfindet, ist das Verfahren besonders für nasse Biomasse geeignet, Energie für eine vorherige Trocknung wird nicht benötigt. Die erzeugte HTC-Kohle lässt sich nach der Carbonisierung so einfach entwässern, dass nur ein geringer Energiebedarf für die Kohletrocknung besteht.

Die Partner HWS und DBFZ haben sich im Rahmen eines von BMU geförderten Forschungsprojektes gemeinsam der Nutzung kommunaler biogener Reststoffe, insbesondere von Landschaftspflegematerial und Bioabfall, über die HTC gewidmet. Für die Nutzung beider Stoffströme waren bisher noch keine Ideallösungen gefunden. Dabei wurden wissenschaftlichen Grundlagen für die Anpassung der bekannten HTC an die speziellen Ausgangsstoffe geschaffen. Dies war die Basis für die Errichtung einer Demonstrationsanlage im Maßstab 2500 t/a Reststoffinput beziehungsweise 1100 t/a Kohleproduktion, die derzeit in den Dauerbetrieb überführt wird.

Neben wissenschaftlichen Ergebnissen soll auch die Umsetzung in die Demonstrationsanlage vorgestellt werden.

SESSION „SICHER“

Dr. Oliver Lüdtke (VERBIO Vereinigte BioEnergie AG)

Praxisbeispiel: Integrierte Biokraftstoffproduktion

Dr. Ing. Oliver Lüdtke
VERBIO Vereinigte BioEnergie AG
Augustusplatz 09, 04109 Leipzig
Oliver.Luedtke@verbio.de

Schlagwörter: Integrierte Bioraffinerie, Biokraftstoffe, Praxisbeispiel

Die Leistungsfähigkeit einer Bioraffinerie wird am Praxisbeispiel der Bioraffinerie der VERBIO Vereinigte BioEnergie am Standort Schwedt/Oder dargestellt.

Das in Schwedt/Oder von der VERBIO AG großtechnisch umgesetzte integrierte Bioraffineriekonzept, ist ein Verbund der folgenden Anlagen:

- Bioethanolanlage
- Biomethananlage
- Düngemittelanlage
- Proteinfuttermittelanlage

Dieser Technologieverbund ist weltweit einzigartig und basiert überwiegend auf eigenen Technologieentwicklungen der VERBIO AG. Die Leistungsfähigkeit dieser integrierten Bioraffinerie wird für die folgenden Bereiche:

- attraktive direkte & indirekte Arbeitsplätze in landwirtschaftlich geprägten Gebieten
- Technologieentwicklungen im Bereich der Bioraffinerien
- Unabhängigkeit der Energieversorgung zu erschwinglichen Preisen
- klimaschonende Mobilität

anhand konkreter Fakten erläutert.

Die Produkte Bioethanol und Biomethan werden als Biokraftstoffe vermarktet. Die VERBIO AG erreicht einen Marktanteil von fast 80 % beim Einsatz von Biomethan als Erdgasersatz bei CNG Fahrzeugen in Deutschland und liefert mehr als 15 % des insgesamt in Deutschland im Kraftfahrzeugsektor eingesetzten CNG’s.

Gerd Unkelbach/ Moritz Leschinsky (Fraunhofer CBP)

Stoffliche und energetische Biomassenutzung: Hand in Hand in der Zukunft

Gerd Unkelbach, Dr. Moritz Leschinsky
Fraunhofer-Zentrum für Chemisch-Biotechnologische Prozesse CBP
Am Haupttor Bau 1251, 06237 Leuna
gerd.unkelbach@cbp.fraunhofer.de

Schlagwörter: nachwachsende Rohstoffe, Bioraffinierien

Derzeit wird Biomasse vor allem zur Energieerzeugung eingesetzt (Holzpellets, Biodiesel, Bioethanol). Doch inzwischen nutzt man sie auch immer mehr als Quelle zur Herstellung von Feinchemikalien, chemischen Vorprodukten oder speziellen Werkstoffen. In Zukunft wird Biomasse der einzige Kohlenstofflieferant für die Erzeugung von Chemikalien sein, so dass „Bioraffinerieansätze“ zur stofflich/energetischen Nutzung entwickelt werden.

Derzeit sind ca. 13 % aller Rohstoffe (rund 2,5 Mio. Tonnen) in der chemischen Industrie NaWaRos [Quelle:VCI]. Dabei handelt es sich überwiegend um pflanzliche Fette/Öle, Stärke, Cellulose und Zucker. Aus diesen werden z.B. Tenside, Klebstoffe oder Faserstoffe produziert. Diese Entwicklung wird durch steigende Rohölpreise, Ressourcenverknappung und eine strengere Umweltgesetzgebung gefördert. Der Einsatz von NaWaRos in Massenmärkten wie der Kunststoffindustrie ist dennoch schwierig. Er kann nur funktionieren, wenn alle Rahmenbedingungen, z.B. ausreichende Verfügbarkeit, konstante Qualität, und wettbewerbsfähige Preise, erfüllt werden.

Eine weitere Besonderheit bei der stofflichen Nutzung dieser Ressourcen ist die elementare Zusammensetzung von NaWaRos. Lignocellulose (Holz/Stroh) besitzt im Gegensatz zu Erdöl einen Anteil von 43 % Sauerstoff und zahlreiche Sauerstoff-Funktionalitäten. Für die gezielte Herstellung von Chemikalien wird diese hohe Funktionalität in der Regel nicht benötigt und muss vermindert werden. Im Gegensatz dazu wird in der klassischen Petrochemie die Funktionalität der Moleküle (Kohlenwasserstoffe) erhöht, die dort verwendeten Verfahren können deshalb nicht übernommen werden. Daher müssen neue, effiziente Verfahren entwickelt werden.

Dreh- und Angelpunkt ist hierbei die Steigerung der Rohstoffeffizienz, damit alle Inhaltsstoffe ökonomisch genutzt werden können. Zur Zeit wird aus dieser Stoffgruppe nur die Cellulose zur Herstellung von Zellstoff verwertet. Der überwiegende Anteil (Hemicellulosen und Lignin) bleibt ungenutzt. Hier müssen, ähnlich wie bei den fossilen Rohstoffen, Stoffkreisläufe geschlossen und eine ganzheitliche Nutzung in einem Verbund etabliert werden. Essenzieller Bestandteil dieser integrierten Verfahren ist die kombinierte Nutzung anfallender Reststoffströme für die Bereitstellung von Prozessenergie. Beispiele sind hierzu die Nutzung von Rejekten aus dem Holzaufschluss zur Erzeugung von Dampf oder die Gewinnung von Biogas aus der bei Fermentationsprozessen entstehenden Biomasse und der anschließenden Verstromung und Wärmeerzeugung.

Anhand laufender Entwicklungen im Spitzencluster BioEconomy wird die kombinierte stofflich/energetische Koppelnutzung vorgestellt und das weitere Entwicklungspotenzial aufgezeigt.

Roy Nitzsche (DBFZ)

Bewertungsansätze bei der Optimierung von Bioraffinerie-Konzepten

Roy Nitzsche, Maik Budzinski, Arne Gröngröft, Stefan Majer
Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
Roy.Nitzsche@dbfz.de

Schlagwörter: Bioraffinerie, Ökonomische Bewertung, Life Cycle Assessment, Öko-Effizienz, Nachhaltiges Design, Optimierung

1. Einführung

Die weltweit starke Abhängigkeit von fossilen Energieträgern resultiert aus der intensiven Nutzung und dem Verbrauch von erdölbasierten Derivaten. Mit Hinblick auf die Gefahr von abnehmenden Erdölressourcen und einem zunehmenden Klimawandel besteht die Notwendigkeit eines ökologischen und politischen Handelns. Ein vielversprechender Ansatz ist dabei die Umstellung der fossil geprägten Chemie auf eine biobasierte, um die Langzeit-Versorgung mit Grundchemikalien und Energie sicherzustellen (Cherubini 2009, Luo 2010). Als aussichtsreicher Pfad zur nachhaltigeren Produktion von Grundchemikalien und zur Bereitstellung von Energie aus den verschiedensten Biomassen, zeigt sich die Verwendung von Bioraffinerien (Kamm and Kamm 2004, Cherubini 2009). Die Definition einer Bioraffinerie gemäß der Roadmap Bioraffinerie der deutschen Bundesregierung ist wie folgt: „Eine Bioraffinerie zeichnet sich durch ein explizit integratives, multifunktionelles Gesamtkonzept aus, das Biomasse als vielfältige Rohstoffquelle für die nachhaltige Erzeugung eines Spektrums unterschiedlicher Zwischenprodukte und Produkte (Chemikalien, Werkstoffe, Bioenergie, Biokraftstoffe) unter möglichst vollständiger Verwendung aller Rohstoffkomponenten nutzt [...]. Hierfür erfolgt die Integration unterschiedlicher Verfahren und Technologien.“ (FNR 2012). Durch die Vielzahl an möglichen Produkten, Konversionspfaden und Kombinationen von Technologien stellt sich die Entwicklung und/oder Optimierung von nachhaltigen Bioraffineriekonzepten, auf Grundlage ökonomischer und ökologischer Kriterien, als große Herausforderung heraus. Aus diesem Grund ist es notwendig den prozessgebenden Ingenieuren eine robuste Bewertungsmethodik zur Verfügung zu stellen, die sie bereits bei den konzeptionellen Arbeiten unterstützt (Martinez-Hernandez 2013).

Zur Entwicklung von Bewertungsmethoden für Bioraffinerien wurde eine Vielzahl an Studien bereits veröffentlicht. Am Beispiel einer Bioethanolanlage hat Alvarado-Morales et al. (2009) eine Methode zur Entwicklung und Analyse von Prozessalternativen dargestellt. Ein Life Cycle Assessment (LCA) basierter Bewertungsansatz, welcher alle Input- und Output-Ströme entlang einer Produktkette bis zum Werktor (cradle-to-gate) berücksichtigt und einen besonderen Schwerpunkt auf Treibhausgasemissionen und den kumulierten Primärenergiebedarf legt, wurde von Cherubini et al. (2009) vorgeschlagen. Die Studie von Luo et al. (2010) betrachtet ein Bioraffineriekonzept mit den Produkten Ethanol, Bernsteinsäure, Essigsäure und Elektrizität und bewertet dieses über einen Öko-Effizienz-Ansatz. Die Kombination einer Exergie, Life-Cycle- und Ökonomischen-Analyse wurde für die nachhaltige Produktion von Biotreibstoffen mittels der Prozesssimulations-Software Aspen Plus® von Ojeda et al. (2011) durchgeführt. Martinez-Hernandez et al. (2013) stellen ein Excel-basiertes Software-Tool vor, mit welchem bereits im Planungsstadium einer Bioraffinerie das ökonomische Potential und mögliche Umweltauswirkungen abgeschätzt werden können. Die aufgeführten Ansätze zeigen deutlich, wie sich die Bewertung von Bioraffineriekonzepten von der einfachen techno-ökonomischen Analyse hin zur Einbeziehung von Nachhaltigkeitskriterien, schon während der Planung und Konzeptionierung von Bioraffinerien, entwickelt hat. Dennoch sind die Aussagen, die durch die in den Studien gewählten Methoden und Untersuchungsrahmen ermöglicht werden, begrenzt. Die meisten Ansätze sind auf eine ökologische und ökonomische Optimierung der Bioraffinerien an einer Basiskonfiguration ausgelegt (Alvarado-Morales 2009, Ojeda 2011, Martinez-Hernandez 2013). Dabei sind grundlegende Aussagen, wie zum Beispiel, ob diese Bioraffinerien gegenüber herkömmlichen Technologien aus ökonomischer oder ökologischer Sicht im Vorteil sind, nicht möglich. Die Studie von Cherubini et al. (2009) untersucht beim ökobilanziellen Vergleich gegenüber einem fossilen System nur die Umweltauswirkungen bis zum Werkstor. Dadurch sind methodisch sau-

berere und faire Ökobilanz-Vergleiche gegenüber fossilen Referenzsystemen nur begrenzt möglich bzw. zwischen Bioraffineriesystemen mit unterschiedlichen Produkten untereinander gar nicht möglich (Fleischer 2002). Anhand des von Luo et al. (2010) gewählten Öko-Effizienz-Ansatzes werden ökonomische und ökologische Vergleiche gegenüber unterschiedlichen Technologien vorgenommen. Eine Gesamtaussage über die ökologische Vorteilhaftigkeit der untersuchten Bioraffinerie wird jedoch durch die Nicht-Gewichtung der berücksichtigten Wirkungskategorien vermieden.

2. Herangehensweise und Methoden

Der Fokus dieser Arbeit liegt daher auf dem technischen Design, der Optimierung und der systematischen multi-kriteriellen Analyse am Beispiel von buchenholzbasierten Bioraffinerien. Dabei soll die Voraussetzung der ökonomischen und ökologischen Vergleichbarkeit der erstellten Bioraffineriekonzepte sichergestellt werden. Zu diesem Zweck wurde die in Abbildung 1 dargestellt Methode für das Prozess-Design und die Anlagenbewertung entwickelt. Als Ausgangspunkt der Analysen dienen Prozessfließbilder der Bioraffineriekonzepte, anhand derer mittels der Prozesssimulations-Software Aspen Plus® V8.0 Stoff- und Energiebilanzen für die einzelnen Prozessschritte ermittelt werden. Auf Grundlage der Stoff- und Energiebilanzen werden zum einen die Investitionskosten der Anlagenkomponenten abgeschätzt sowie Sachbilanzdaten für die Ökobilanzierung erhoben. Ziel der ökonomischen und ökologischen Bewertung ist es anhand von Kenngrößen Ansätze zur Optimierung der Bioraffinerieanlagen zu identifizieren. Für eine abschließende und vergleichende Bewertung der (optimierten) Anlagen aus Sicht der ökonomischen und ökologischen Vorteilhaftigkeit wird eine neue Öko-Effizienz-Analyse entwickelt.

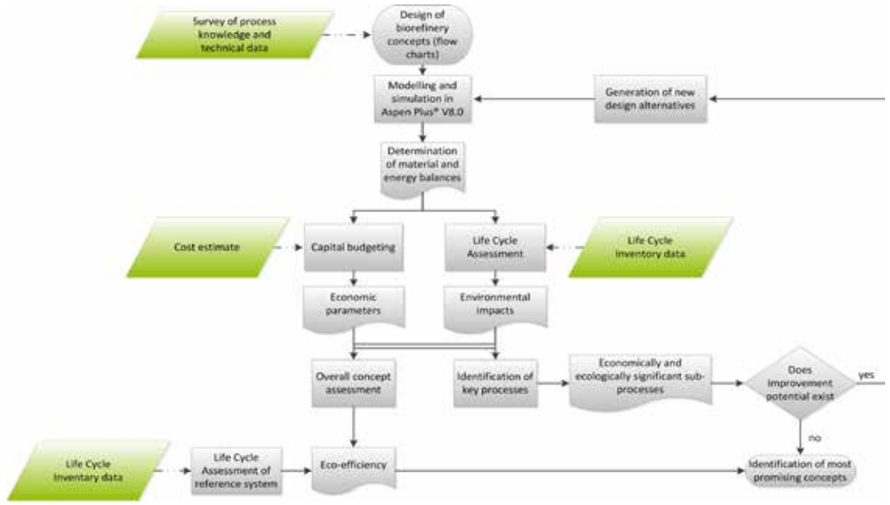


Abbildung 1: Hybrider Ansatz für das Prozess-Design mit Öko-Effizienz-Analyse

Der hybride Prozess-Design-Ansatz wird beispielhaft auf ein buchenholzbasiertes Bioraffineriekonzept angewandt. Dabei werden aufbauend auf dem ursprünglichen Ausgangskonzept drei Optimierungsalternativen generiert und anhand der Öko-Effizienz-Analyse miteinander verglichen.

2.1. Prozess-Design

Aus der systemischen Perspektive ist das Design von Bioraffinerien ein offenes und komplexes Problem, da mit neuen Herausforderungen, wie den vielen verschiedenen Rohstoffen, den möglichen Produkten und der Neuheit dieser Anlagen umgegangen werden muss. Hinzu kommt die Schwierigkeit, dass Bioraffinerieanlagen immer mit konventionellen Anlagen verglichen werden bzw. konkurrieren müssen. Daraus folgt, dass sie ein Maximum an Effizienz mit besseren Design und Prozessintegration erreichen müssen (Hill 2006).

Ein ganz allgemeiner Ansatz zum Design von Bioraffinerien, d.h. zur Bestimmung der optimalen Prozesse und Prozessführung, ist die Vorgabe des Rohstoffes sowie der Haupt- und Nebenprodukte (Kokossis 2010). Als Rohstoff wurde hier beispielhaft Buchenholz verwendet, da dieses im Rahmen des „Spitzenclusters BioEconomy“ als eine aussichtsreiche Rohstoffquelle identifiziert wurde. Um sich für eine geeignete Produktpalette entscheiden zu können, wurden die folgenden fünf Kriterien formuliert (Landucci 1994, Luo 2010).

- Hohe theoretische Produktausbeute vom Substrat
- Marktinteressen/Nachfrage nach dem Produkt als End- bzw. Zwischenprodukt
- Hohes Produktvolumen auf dem Markt (aktuell und/oder potenziell)
- Keine Konkurrenz zur Lebensmittelindustrie
- Bestehende Möglichkeit aus den Zuckerderivaten der verschiedenen Biomassen biologisch synthetisiert zu werden

Anhand dieser Vorgaben und dem Zielen der minimalen Kosten und nachhaltiger Entwicklung, werden die optimalen Reaktionsrouten und entsprechenden Fließbild-Konfiguration, bestehend aus verschiedenen Grundoperationen und den zugehörigen Bedienebenen, generiert.

2.2. Ökonomische Bewertung

Die ökonomischen Bewertungen verfolgen zwei grundlegende Ziele:

- Identifikation der entscheidenden ökonomischen Parameter
- Überprüfung der Wirtschaftlichkeit und Vergleich der Bioraffineriekonzepte

Um diese Ziele zu erreichen werden mit Hilfe einer dynamischen Investitionsrechnung in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 6025 die Annuität und der Kapitalwert bestimmt. Die entscheidenden ökonomischen Parameter werden über die Annuität der Zahlungsfolgen, die während des Baus und Betriebes der Bioraffinerieanlagen entstehen, ermittelt. Die Annuität ist dabei ein periodisch konstanter Betrag, welcher durch die Transformation von nicht-periodischen und periodischen Zahlungen mit sich ändernden Beträgen in konstante Zahlungen ermittelt wird. Durch dieses Vorgehen können die verschiedenen Zahlungsfolgen miteinander verglichen werden und deren Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit der gesamten Anlage ermittelt werden. Mit Hilfe des Kapitalwertes können verschiedene Investitionsalternativen hinsichtlich ihrer Profitabilität miteinander verglichen werden (Götze 2008). Dabei stellt der Kapitalwert den erwirtschafteten Überschuss einer Investition unter Einhaltung einer erforderlichen Mindestverzinsung am Anfang des Betrachtungszeitraums dar.

Die Grundlage dieser dynamischen Investitionsrechnung bildet die Vorhersage der zukünftigen periodischen Zahlungsströme, die mit dem Bau und Betrieb der Bioraffinerien verbunden sind. Ausgangspunkt bildet die Ermittlung der Kosten für die in der Bioraffinerie benötigten Haupt-Anlagenkomponenten. Peters et al. (2004), Chauvel et al. (2003) und Couper (2003) bieten eine umfangreiche Datengrundlage für Apparate und Maschinen mit Preiskurven in Abhängigkeit von der Kapazität und entsprechenden Korrekturfaktoren für Betriebsbedingungen, Bautyp der Komponente und verwendete Materialen. Voraussetzung für diese Methode ist eine Stoff- und Energiebilanz für die jeweiligen Apparate und Maschinen (Couper 2003). Als Hauptanlagenteile werden in dieser Studie alle Apparate und Maschinen betrachtet, die in den Aspen Plus® Simulationen zur Beschreibung der jeweiligen Verfahrensschritte aufgeführt werden. Auf Grundlage der Kosten für die Anlagenkomponenten lassen sich weitere für den Bau und Betrieb der Bioraffinerieanlage benötigten Kostenpositionen mit Hilfe von Zuschlagsfaktoren abschätzen (Peters 2004).

Als Betrachtungszeiträume der untersuchten Anlagen werden 30 Jahre mit 8.000 Jahresstunden angesetzt (Aden 2002). Der kalkulatorische Zinssatz wurde mit Hilfe des WACC-Ansatzes ermittelt und beträgt vor Steuern 9,45% (Higson 1986).

2.3. Ökologische Bewertung

Die ökologische Bewertung mit Hilfe der Ökobilanzierung verfolgt folgende Ziele:

- Identifikation entscheidender ökologischer Teilprozesse aus Sicht des Anlagenbetreibers
- Gesamtbewertung und Vergleich der Bioraffineriekonzepte untereinander

Um das erste Ziel zu erreichen, wird eine cradle-to-gate-Bilanzgrenze gewählt. Diese beinhaltet die Gewinnung des Rohstoffes, die Erzeugung weiterer Roh- und Betriebsstoffe, den Transport der Roh- und Betriebsstoffe sowie die Weiterverarbeitung innerhalb der Bioraffinerie und soll den für die Identifikation von optimierungsbedürftigen Teilprozessen erforderlichen Detaillierungsgrad erfüllen. Für das Erreichen des zweiten Zieles ist es notwendig, die Bilanzgrenze auf cradle-to-grave-Ebene auszuweiten, um eine erforderliche Nutzengleichheit zwischen den zu vergleichenden Produktsystemen herzustellen (Fleischer 2002). Dabei werden die potentiellen Umweltauswirkungen der Bioraffinerieprodukte über den gesamten Lebensweg mit denen von fossilbasierten Komplementärprodukten verglichen.

Die Grundlage der Sachbilanzierung der Bioraffineriekonzepte bilden die mit Hilfe der Anlagensimulation in Aspen Plus® bereitgestellten Massen- und Energieströme. Diese werden in die Ökobilanzsoftware GaBi überführt und mit Hilfe weiterer Sachbilanzdaten (z.B. Ecoinvent-Daten) erweitert bzw. zu kompletten Produktlebenswegen zusammengestellt. Die Wirkungsabschätzung erfolgt mittels der ReCiPe-Methodik (Goedkoop 2013). Diese Methodik ermöglicht es eine konsistente Wirkungsabschätzung mit Hilfe von Mittelpunktindikatoren und Endpunktindikatoren vorzunehmen und darüberhinaus eine Aggregation der verschiedenen Indikatoren zu einem Gesamtwert durchzuführen. Somit können umfassende Analysen durchgeführt werden, die über die Kategorie Klimawandel hinausgehen und 15 weitere umweltrellevante Aspekte berücksichtigen (siehe Abbildung 2).

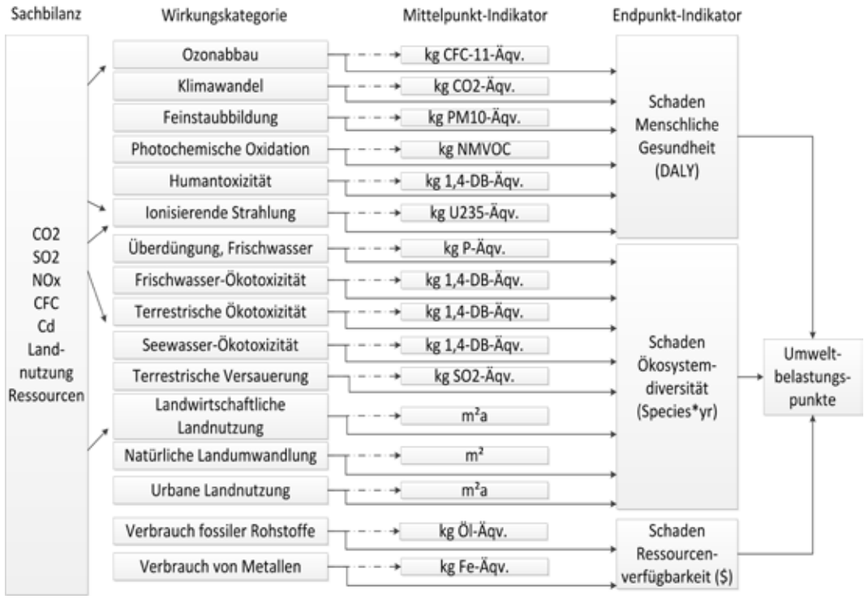


Abbildung 2: Wirkungsabschätzungsmethode ReCiPe 2008 (in Anlehnung an Goedkoop et al. 2013)

2.4. Öko-Effizienz-Analyse

Um die ökonomische und ökologische Bewertung der Bioraffinerieanlagen zusammenzuführen, wird das Konzept der Öko-Effizienz verwendet. In der Literatur existieren verschiedene Ansätze der Öko-Effizienz-Bewertung (Huppes 2007, Heijungs 2007, Günther 2005). Alle basieren nach Kuosmanen (2005) jedoch auf der grundlegenden Idee „doing more with less, or producing economic outputs with minimal natural resources and environmental degradation". Für diese Studie wurde daraus ein neuer Ansatz abgeleitet um die Öko-Effizienz von Bioraffinerien zu ermitteln. Dabei wird eine Bioraffinerie als öko-effizient bezeichnet, sobald folgende Kriterien erfüllt sind:

- Der Bau und Betrieb der Bioraffinerie ist wirtschaftlich.
- Die Produkte der Bioraffinerie führen im Vergleich zu fossilen Referenzprodukten zu geringeren Umweltauswirkungen.

Für die Überprüfung des ersten Kriteriums wird der in der ökonomischen Bewertung ermittelte Kapitalwert der Anlage herangezogen. Anhand des Kapitalwertes kann eine Aussage über die Vorteilhaftigkeit einer Investition getätigt werden. Zudem ist die Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Konzepten gewährleistet. Für die Überprüfung des zweiten Kriteriums werden die Ergebnisse des ökobilanziellen Vergleichs zwischen den Bioraffinerieprodukten und den fossil-basierten Komplementärprodukten herangezogen. Dabei ist das Bioraffineriekonzept als ökologisch vorteilhafter anzusehen, welches die höchsten Umwelteinsparungen gegenüber den entsprechenden fossil-basierten Referenzprozessen erzielt.

3. Ergebnisse und Diskussion

Die Ergebnisdarstellung umfasst die Prozessbeschreibung des in dieser Studie entwickelten Bioraffineriekonzeptes und der drei Optimierungsalternativen, welche anhand der entscheidenden/kritischen Parameter aus der ökonomischen und ökologischen Bewertung identifiziert wurden. Die Betriebsparameter und technischen Details des Ausgangs-Konzeptes und der Optimierungen stammen dabei ausschließlich aus der aktuellen Literatur. Zur Gesamtbewertung und dem Vergleich der vier Modelle wird deren Öko-Effizienz dargestellt.

3.1. Prozessbeschreibung des (Ausgangs-)Bioraffineriekonzeptes

Die Konzeptionierung des in dieser Studie entwickelten Bioraffineriekonzeptes fand wie unter 2.1 dargestellt statt. Das heißt, die Prozesse und Prozessführung wurden durch die Vorgabe des eingesetzten Rohstoffes und der Haupt- und Nebenprodukte bestimmt.

Das Primär- bzw. Hauptprodukt in dem Konzept stellt Ethylen dar, welches in großen Umfang in der Raffinerie hergestellt wird. Der Grund für diese Wahl ist zum einen die hohe Nachfrage der Industrie in Europa (PlasticsEurope 2012) und zum anderen der relativ simple Konvertierungspfad. Wird Ethylen also aus Biomasse anstatt aus fossilen Rohstoffen gewonnen, erfüllt dieses Produkt alle unter 2.1 aufgeführten Produktkriterien. Das zweite Hauptprodukt ist Lignin, welches ein hohes Marktpotenzial im Bereich von Bindemitteln und duroplastischen und thermoplastischen Verbindungen aufweist (Kadam 2008, Dechema 2009). Bio-Methan wird aus den Abfallströmen der Downstreaming-Prozesse in großem Volumen gewonnen und kann zur Energiegewinnung oder der Bereitstellung von Biotreibstoffen zum Einsatz kommen (Scholwin 2009). Das feste Restprodukt Hydrolyse-Lignin fällt bei der Umwandlung von Cellulose zu Zuckern an und wird zur internen Energiebereitstellung genutzt oder als Premiumbrennstoff veräußert. Die genannte Produktpalette bezieht sich ausschließlich auf das Ausgangs-Bioraffineriekonzept. Durch die Anlagenoptimierungen können weitere Nebenprodukte auftreten.

Die Prozesspfade zur Herstellung der oben aufgeführten Produkte aus dem Rohstoff Buchenholz werden im Folgenden kurz beschrieben und sind graphisch in Abbildung 3 (Prozesse und Produkte des Ausgangs-Bioraffineriekonzeptes sind verbunden durch durchgezogene Linien) dargestellt. Buchenholz wird über ein Organosolv-Verfahren in seine drei Hauptbestandteile Cellulose, Hemicellulose und Lignin mittels eines Lösemittels (Ethanol-Wasser-Ge-

misch) aufgespalten (Garcia 2010). Die feste Cellulosefraktion wird von der Flüssigphase abgetrennt und der enzymatischen Hydrolyse zugeführt. Das in der Flüssigphase gelöste Lignin wird durch die Zugabe von Wasser ausgefällt, abgetrennt, getrocknet und ergibt den Produktstrom Lignin (Lora 1988). Aus der restlichen flüssigen Phase wird destillativ Ethanol zurückgewonnen und der C5-zuckerreiche Sumpfstrom einem Biogasfermenter zugeführt. In der enzymatischen Hydrolyse wird die feste Cellulosefraktion unter Zugabe von Enzymen zu C6-Zuckern umgewandelt (Tolan 2002). Die dabei nicht umgesetzten festen Reststoffe – hauptsächlich Lignin – werden abgetrennt, getrocknet und ergeben den Neben-Produktstrom Hydrolyse-Lignin. Bei der alkoholischen Fermentation wird die zuckerreiche Maische unter Zugabe von Hefe zu Ethanol und Kohlendioxid (CO2) konvertiert (Sassner 2008). Das gebildete CO2 wird über einen Gaswäscher abgetrennt und die alkoholische Fermentationsbrühe der Ethanolaufkonzentrierung zugeführt. Dabei wird das Ethanol über eine Destillations- und Rektifikationskolonne nahe dem azeotropen Punkt gebracht (Friedl 2009). Die flüssigen Rückstände aus der Destillation, d.h. die Schlempe, wird ebenfalls in den Biogasfermenter geleitet. Um aus Ethanol Ethylen zu generieren findet eine Dehydratisierung statt. Das dabei erzeugte ethylenreiche Gas wird über mehrere Reinigungsstufen aufkonzentriert bis es als „polymer-grade“ Ethylen (99,95 Vol-%) verkauft werden kann (Kochar 1981, Huang 2010). Die Reststoffe aus den Downstreaming-Prozessen werden in einen Biogasfermenter und weiter zur Biogasreinigung geführt. Im Biogasfermenter werden die organischen Bestandteile der Reststoffe zu Biogas, d.h. hauptsächlich zu Methan (CH4) und CO2, umgesetzt. Dieses mit Verunreinigungen beladene Biogas wird über eine Druckwasserwäsche so weit aufgereinigt, dass die Gasqualität der von Erdgas H entspricht, d.h. min 98 Vol-% CH4 enthält (Deublin 2008, Reppich 2009).

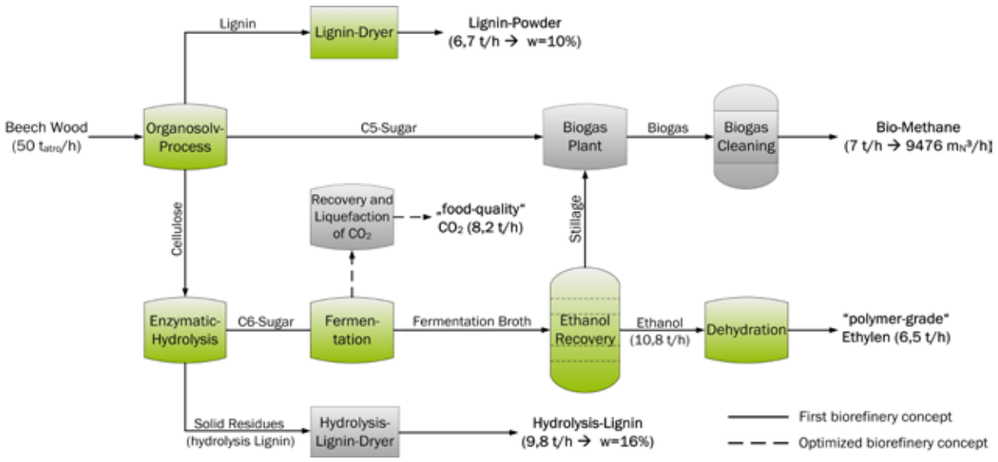


Abbildung 3: Prozessfließbild und Betrachtungsrahmen des nicht optimierten Ausgangs-Bioraffineriekonzeptes (Prozesse und Produkte verbunden durch durgezogene Linien) und des optimierten Bioraffineriekonzeptes 1.3 (zusätzliche Prozesse und Produkte verbunden durch gestrichelte Linien)

3.2. Optimierungsalternativen

Die Identifikation der Optimierungsalternativen findet anhand der ökonomischen und ökologischen Bewertung und der daraus resultierenden entscheidenden/kritischen Parameter des Ausgangs-Bioraffineriekonzeptes statt – siehe 3.3. Vorwegnehmend ist festzustellen, dass die Minimierung des Prozessdampfes und anderer Prozessenergie, sowie die Verwertung weiterer Nebenprodukte die größten Optimierungspotenziale aufzeigen. Als mögliche Optimierungsalternativen wurden die folgenden drei erkannt, bilanziert und bewertet. Die Optimierungsalternativen stehen dabei nicht für sich alleine sondern bauen jeweils aufeinander auf.

Optimierungsalternative 1 (Konzept 1.1): Die Destillationskolonne zur Lösemittelrückgewinnung innerhalb des Organosolv-Verfahrens ist laut den Simulationsergebnissen einer der Prozesse mit dem größten Prozessdampfverbrauch. Daher wurde in Optimierungsalternative 1 eine mechanische Brüdenverdichtung (MBV) zur Verringerung des Dampfbedarfes gewählt. Das heißt, der Brüden am Kopf der Kolonne wird in einem Kompressor verdichtet und als Wärmeübertragermedium im Verdampfer kondensiert. Dadurch entfällt die Zuführung von Prozessdampf bei gleichzeitiger Bedarfssteigerung an elektrischer Energie. Der Dampfbedarf der Ethanolaufkonzentrierung wurde durch die thermische Kopplung des Verdampfers der Destillationskolonne mit dem Kondensor der Rektifikationskolonnen optimiert. Das ist möglich, wenn beide Kolonnen auf verschiedenen Druckniveaus betrieben werden. (Kiss 2013).

Optimierungsalternative 2 (Konzept 1.2): In dem Ausgangs-Bioraffineriekonzept wurde keine prozessübergreifende Wärmeintegration berücksichtigt. Daher wurde als weitere Optimierungsalternative eine Wärmeintegration aller relevanten verfahrenstechnischen Prozesse (Pinch-Analyse), mit dem Ziel den Energieverbrauch zu minimieren, durchgeführt. Das heißt, Identifikation aller nutzbaren Wärmequellen und –senken (Wärmerückgewinnung) innerhalb der Bioraffinerie und Verschaltung dieser zu einem optimierten Wärmetauschernetzwerk (Kemp 2007).

Optimierungsalternative 3 (Konzept 1.3 – siehe Abbildung 3): Rückgewinnung und Verflüssigung des während der alkoholischen Fermentation gebildeten Kohlendioxids (ca. 0,95 kg CO2 / 1 kg gebildeten Ethanol) mit dem Ziel der Erzeugung von flüssigen und lebensmittelreinen CO2 (99,99 Vol-%) zum Verkauf. Das CO2 wird dabei über einen Gaswäscher rückgewonnen, mittels Molekularsieb und Aktivkohle aufgereinigt und in einem Kältemittelkreislauf verflüssigt (Biedenkopf 2011).

3.3. Identifikation der entscheidenden Parameter

Die entscheidenden ökonomischen Parameter des Ausgangs-Bioraffineriekonzeptes und der Optimierungsalternativen sind in Abbildung 4 dargestellt und zeigen die Annuität vor Abzug von Steuern.

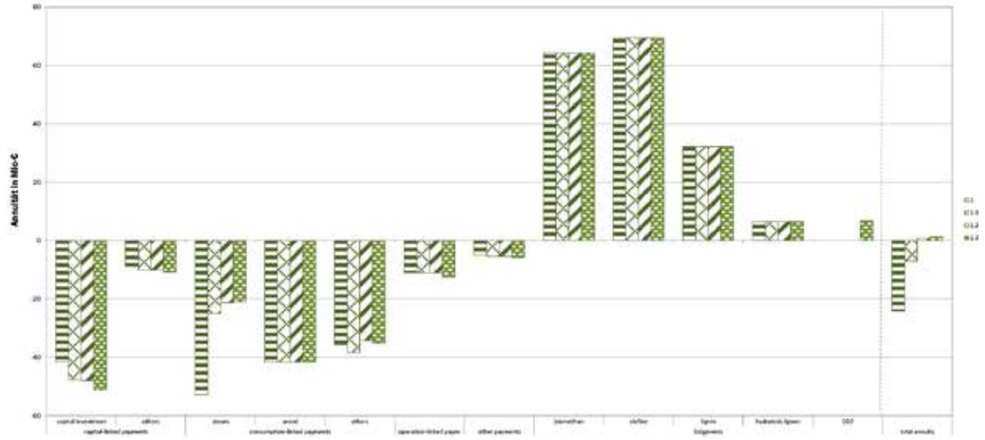


Abbildung 4: Identifikation der entscheidenden ökonomischen Parameter (Annuität vor Steuern) des (1) ursprünglichen Bioraffineriekonzeptes, (1.1) der ersten Optimierungsalternative, (1.2) der zweiten Optimierungsalternative und (1.3) der dritten Optimierungsalternative

Es ist ersichtlich, dass die entscheidenden Parameter des Ausgangskonzeptes die hohen Zahlungen für Investition, Prozessdampf/-energie und Buchenholz sind. Die Investitionskosten sind in einer so frühen Konzeptphase typischerweise nur mit Unsicherheit von mehr als 30% zu bestimmen (Peters 2004). Genauere Kostenrechnungen werden erst bei detaillierterer Planung und unter Einbezug konkreter Angebote möglich. Die spezifischen Rohstoffkosten sind nicht von der Prozessführung abhängig. Der Einfluss kann über Sensitivitäten in der Bandbreite historischer Buchenholzpreise untersucht werden. Aus diesen Gründen setzen die bereits erläuterten Optimierungsverfahren auf eine Reduktion des Bedarfes an Prozessdampf und zusätzlicher Generierung von Erlösen aus Nebenprodukten an. Die Teilprozesse mit den höchsten Dampfverbräuchen wurden identifiziert und mittels MBV und thermischer Kopplung optimiert. Da weitere Einsparungen an Prozessdampf und anderer Prozessenergie zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des Konzeptes notwendig waren, wurde eine Prozessübergreifende Pinch-Ana-

lyse durchgeführt. Durch diese beiden Maßnahmen konnte Prozessenergie im Wert von ca. 31,5 Mio-€/a eingespart werden, bei parallel entstandenen Mehraufwand von 7 Mio-€/a. Zur weiteren Steigerung der wirtschaftlichen Leistung wurde die Verwertung weiterer Reststoffströme identifiziert. Durch das Hinzufügen der CO2-Rückgewinnung konnten zusätzliche Erlöse von 7 Mio-€/a bei einem Mehraufwand von 6,5 Mio-€/a erzielt werden.

Die entscheidenden ökologischen Parameter der vier Konzepte sind in Tabelle 1 dargestellt. Die Ergebnisse der ReCiPe-Umweltauswirkungen werden hier anteilig den Positionen zugeordnet an denen sie auftreten, d.h. vom Holzanbau bis zum Verlassen der Produkte am Werkstor, und auf eine Gesamtauswirkung von 100% normiert.

Tabelle 1: Identifikation der ökologisch entscheidenden Teilprozesse in der gesamten Prozesskette (Beitrag zu gesamten ReCiPe-Punkten) des (1) Ausgangs-Bioraffineriekonzeptes, (1.1) der ersten Optimierungsalternative, (1.2) der zweiten Optimierungsalternative und (1.3) der dritten Optimierungsalternative

Bioraffineriekonzept:		1	1,1	1,2	1,3
Bereitstellung der Vorprodukte	Holz	4,4 %	6,4 %	7,0 %	6,9 %
	andere Vorprodukte	4,4 %	6,4 %	7,0 %	6,9 %
Bioraffinerie	Konversion/Raffination	16,5 %	24 %	26,3 %	25,9 %
	Dampf	68,3 %	45,8 %	41,4 %	40,3 %
	Elektrizität	4,7 %	15 %	17,3 %	19,1 %
	Heißwasser	0,7 %	1,1 %	0,0 %	0,0 %
	Abwasser	0,2 %	0,3 %	0,3 %	0,3 %
	Kältemittel	0,8 %	1,1 %	0,7 %	0,7 %
Gesamt		100 %	100 %	100 %	100 %

Aus der Ergebnistabelle ist zu entnehmen, dass bei dem nicht-optimierten Bioraffineriekonzept mit Abstand die meisten Umweltauswirkungen von der Bereitstellung des Prozessdampfes ausgehen. Ein ebenfalls erheblicher Anteil wird durch die direkten Emissionen der Konversions- und Raffinationsprozesse, d.h. CO2 aus Fermentation, Methanschlupf der Biogasanlage usw., in der Anlage verursacht. Wie auch schon in der ökonomischen Betrachtung heißt das, dass das größte Potenzial für die Optimierung der Bioraffinerie aus ökologischer Sicht in der Reduktion des Bedarfs an Prozessdampf/-energie und der Verwertung von Reststoffströmen gesehen wurde. Durch die energetischen Optimierungsalternativen 1 und 2 konnte der Einfluss der Prozessdampfbereitstellung erheblich gesenkt werden. Daraus folgend steigen anteilig die Auswirkungen der anderen Positionen. Der starke Anstieg im Fall der Bereitstellung von Elektrizität ist jedoch durch den erheblichen Mehrverbrauch der MBV in Optimierung 1 begründet. Der zweite Ansatz, die Verringerung der direkten Emissionen aus den Konversions- und Raffinationsprozessen konnte durch die Weiterverwertung des Fermentations-CO2 nur zu einem sehr geringen Teil erwirkt werden. Das lässt darauf rückschließen, dass der schwer vermeidbare Methanschlupf der Biogasreaktoren und –aufbereitung und andere direkte Emissionen für die hohen Umweltauswirkungen verantwortlich sind.

3.4. Öko-Effizienz-Analyse

Die Ergebnisse der Öko-Effizienz-Analyse werden in einem Diagramm dargestellt in welchem der Kapitalwert über den Umweltauswirkungen (ReCiPe Punkte über gesamten Betrachtungszeitraum) verglichen zu einem fossilen Referenzsystem dargestellt ist. Dieses Diagramm ist in vier Abschnitte unterteilt, wobei in dem oberen rechten Abschnitt ein System als öko-effizient gilt. In Abbildung 5 sind die Ergebnisse der betrachteten Modelle aufgeführt.

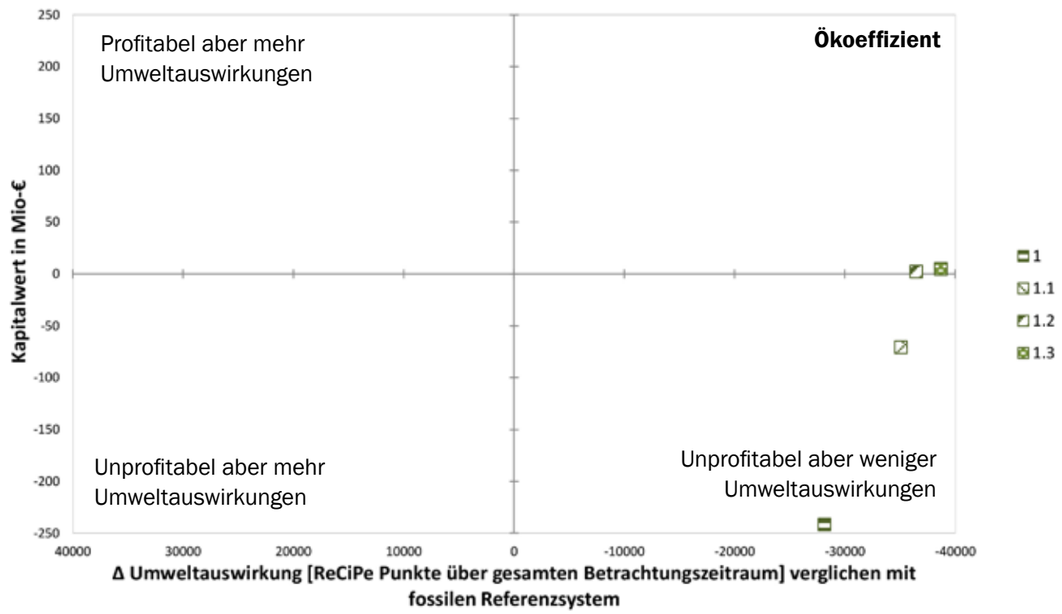


Abbildung 5: Vergleichende Öko-Effizienz-Analyse des (1) Ausgangs-Bioraffineriekonzeptes, (1.1) der ersten Optimierungsalternative, (1.2) der zweiten Optimierungsalternative und (1.3) der dritten Optimierungsalternative

Wie bereits in der ökonomischen Bewertung ersichtlich wurde, konnte durch die drei Optimierungsalternativen eine wirtschaftliche Verbesserung erreicht werden. Für die Optimierungsalternativen 1.2 und 1.3 wurde eine Steigerung des Kapitalwertes im Vergleich zu dem Ausgangs-Bioraffineriekonzept um etwa 250 Mio-€ und somit ein profitabler Betrieb des Bioraffineriekonzeptes erzielt. Für die ökologische Leistung des ersten Bioraffineriekonzeptes und der drei Optimierungsschritte kann anhand der Öko-Effizienz-Analyse folgendes festgestellt werden: Alle 4 Bioraffineriesysteme erzeugen weniger Umweltauswirkungen im Vergleich zu fossilen Referenzsystemen und mit jeder Optimierungsalternative sinken die Umweltauswirkungen die von der Bioraffinerie ausgehen. Insgesamt konnten die Umweltauswirkungen gegenüber dem fossilen Referenzsystem vom Ausgangs-Bioraffineriekonzept bis zur Optimierungsalternative 1.3 zusätzlich um etwa 10.500 ReCiPe Punkte, betrachtet über 30 Jahre, reduziert werden. Aus den Betrachtungen folgt, dass die unter 2.4 formulierten Kriterien für eine öko-effiziente Bioraffinerie von den Optimierungsalternativen 1.2 und 1.3 erfüllt werden.

Die Ergebnisse der durchgeführten Bewertung des Bioraffineriekonzepts sind mit gewissen Unsicherheiten verbunden. Diese sind bei der Bewertung von zukünftigen Technologien nicht vermeidbar. Insbesondere mussten bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit Annahmen getroffen werden, deren Variation signifikante Veränderungen des Endergebnisses hervorrufen können. Ebenfalls gehen mit der Aggregation der verschiedenen Umweltwirkungskategorien in einen einzelnen, jedoch vergleichbaren ReCiPe-Punktwert gewisse Unsicherheiten einher.

Dennoch kann festgehalten werden, dass für das in dieser Studie entwickelte und optimierte Bioraffineriekonzept das Potenzial besteht wirtschaftlich betrieben zu werden und gleichzeitig weniger Umweltauswirkung gegenüber fossilen Referenzprozessen zu erzeugen. Die Robustheit der Ergebnisse gegenüber variierenden technischen, ökonomischen und ökobilanziellen Annahmen muss im weiteren Arbeitsverlauf noch durch Sensitivitäts- bzw. Unsicherheitsanalysen überprüft werden.

4. Schlussfolgerung

Die in dieser Studie entwickelte Bewertungsmethodik hat sich durch das deutliche Aufzeigen entscheidender Teilprozesse in der Prozesskette als nützlich für die ökonomische und ökologische Optimierung von Bioraffineriekonzepten erwiesen. Dabei hat sich gezeigt, dass besonders der Bedarf an Prozessdampf/-energie einen erheblichen Einfluss auf den wirtschaftlichen Betrieb und die Umweltauswirkungen des Bioraffineriekonzeptes nimmt. Eine Verschiebung der Kosten vom Prozessdampf hin zur Nutzung von Elektroenergie für thermische Trennprozesse hat sich unter den hier getroffenen Annahmen als sinnvoll erwiesen. Über dieses Vorgehen muss allerdings von Fall zu Fall entschieden werden. Durch die hier betrachteten Möglichkeiten der Wärmerückgewinnung konnte der Bedarf an Prozessdampf gegenüber dem Ausgangskonzept deutlich gesenkt werden. Darüber hinaus sind Optimierungen der Verfahrenstechnik in den einzelnen Prozessschritten möglich. Die hier entwickelte Öko-Effizienz-Analyse ermöglicht einen fairen ökonomischen und ökologischen Vergleich von Bioraffinerien mit unterschiedlichen Produkten. Dabei können mit Hilfe der Analyse folgende grundlegende Fragen erörtert werden:

- Ist der Bau und Betrieb der Bioraffinerie wirtschaftlich?
- Führen die Produkte der Bioraffinerie im Vergleich zu fossilen Referenzprodukten zu geringeren Umweltauswirkungen?

Die entwickelte Analyse stellt eine Erweiterung des bisher in der Literatur verwendeten Öko-Effizienz-Begriffes dar, da durch die Beantwortung der beiden Fragen ein konkretes ökologisches Verbesserungspotenzial gegenüber bereits bestehenden Technologiesystemen herausgearbeitet werden kann und gleichzeitig die ökonomische Machbarkeit neuer Technologien überprüft wird.

5. Danksagung

Dieses Projekt wurde durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung gefördert.

Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

6. Literatur

Aden, A. Ruth, M.; Ibsen, K.; Jechura, J; Neeves, K.; Sheehan, J.; Wallace, B. (2002): Lignocellulosic Biomass to-Ethanol Process Design andEconomics Utilizing Co-CurrentDilute Acid Prehydrolysis andEnzymatic Hydrolysis forCorn Stover; National Renewable Energy Laboratory; Technical Report

Akgul, O.; Shah, N.; Papageorgiou, L. (2012): An optimisation framework for a hybrid first/second generation bioethanol supply chain; Computers and Chemical Engineering 42; 101– 114

Alvarado-Morales, M.; Terra, J.; Gernaey, K.; Woodley, J.; Gani, R. (2009): Biorefining: Computer aided tools for sustainable design and analysis of bioethanol production; Chemical Engineering Research and Design 87; 1171–1183

Biedenkopf, P. (2011): Kohlensäure und Kraftstoffe vom Acker; Getränkeindustrie 3; 9-11

Chauvel, A; Fournier, G.; Raimbault, C. (2003): Manual of Process Economic Evaluation. New, revised and expanded edition. Editions Technip, Paris, 2003

Cherubini, F.; Jungmeier, G. (2010): LCA of a biorefinery concept producing bioethanol, bioenergy, and chemicals from switchgrass; Int J Life Cycle Assess 15; 53–66

Couper, J. R. (2003): Process Rngineering Economics. Marcel Dekker Inc., 2003

Dechema (2009): BMELV-Verbundvorhaben Pilotprojekt Lignocellulose Bioraffinerie; BMELV; Gemeinsamer Schlussbericht zu den wissenschaftlich-technischen Ergebnissen aller Teilvorhaben; Online: www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22014406.pdf

Deublein, D.; Steinhauser, A. (2008): Biogas from Waste and Renewable Resources; Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA; ISBN: 978-0-470-02674-8

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2012): Roadmap Bioraffinerien; Deutsche Bundesregierung (BMELV, BMBF, BMU, BMWi); Berlin 2012

Fleischer, G.; Haake, J.-F. (2002): Aufwands- und ergebnisrelevante Probleme der Sachbilanzierung. In Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Umwelt/Environment Band 30, ISSN 1433-5530 ISBN 3-89336-293-2

Friedl, A.; Senn, T.; Gröngröft, A. (2009): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren, Ethanolerzeugung und –nutzung, Verfahrensschritte; Springer-Verlag; Kaltschmitt, M. (Hrsg.); ISBN: 978-3-540-85094-6

García, A.; Alriols, M.; Llano-Ponte, R.; Labidi, J. (2010): Energy and economic assessment of soda and organosolv biorefinery processes; Biomass and Bioenergy; 1-10

Goedkoop, M.; Heijungs, R.; Huijbregts, M.; Schryver, A.; Struijs, J.; Zelm, R. (2009): ReCiPe 2008: A life cycle impact assessment method which comprises harmonized category indicators at the midpoint and the endpoint level; Ministerie van Volkshuisvesting; Online: http://www.lcia-recipe.net/

Götze, U. (2008): Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. Springer 2008.

Günther, E. (2005): Öko-Effizienz – Der Versuch einer Konsolidierung der Begriffsvielfalt. In: Dresdner Beiträge zur Betriebswirtschaftslehre; Nr. 103/05

Heijungs, R. (2007): From thermodynamic efficiency to eco-efficiency. In: Quantified Eco-Efficiency. An introduction with applications. ISBN: 978-90-481-7360-0

Higson, C. (1986): Business Finance; Oxford Univ Pr; ISBN: 978-0-406-50339-8

Hill, J.; Nelson, E.; Tilman, D (2006): Environmental, economic, and energetic costs and benefits of biodiesel and ethanol biofuels; Proceedings of the National Academy of Sciences 103, 11206–11210

Huang, H. (2010): Microbial ethanol, its polymer polyethylene, and applications; Plastics from Bacteria: Natural Functions and Applications 14; 389-404

Huppes, G. Ishikawa, M. (2007): An introduction to quantified eco-efficiency analysis. In: Quantified Eco-Efficiency. An introduction with applications. ISBN: 978-90-481-7360-0

Kadam, K.; Chin, C.; Brown, L. (2008): Flexible Biorefinery for Producing Fermentation Sugars, Lignin and Pulp from Corn Stover; Journal of Industrial Microbiology and Biotechnology 35; 331-341

Kamm, B.; Kamm, M. (2004): Principles of biorefineries; Appl Microbiol Biotechnol 64; 137–145

Kemp, I. (2007): Pinch Analysis and Process Integration – A User Guide on Process Integration for the Efficient Use of Energy; Elsevier Ltd.; Butterworth-Heinemann; ISBN: 978-0-75068-260-2

Kiss, A. (2013): Advanced Distillation Technologies – Design, Control and Applications; Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA; ISBN: 978-1-119-99361-2

Kochar, N.; Merims R.; Padia A. (1981): Ethylene from ethanol; Chemical Engineering Progress AIChE 6; 66-70

Kokossis, A.; Yang, A. (2010): On the use of system technologies and a systematic approach for the synthesis and the design of future biorefineries; Computers and Chemical Engineering 34, 1397–1405

Kuosmanen, T. (2005): Measurement and Analysis of Eco-efficiency: An Economist´s Perspective. In: Journal of Industrial Ecology, Vol. 9, issue 4, pp. 15-18.

Landucci, R.; Goodman, B.; Wyman, C. (1994): Methodology for evaluating the economics of biologically producing chemicals and materials from alternative feedstocks; Appl. Biochem. Biotechnol. 45 (46); 677–696

Lora, J.; Katzen, R.; Cronlund, M.; Wu, C. (1988): United States Patent; Patent Number: 4,764,596: Recovery of Lignin; United States Patent and Trademark Office

Luo, L.; van der Voet, E.; Huppes, G. (2010): Biorefining of lignocellulosic feedstock – Technical, economic and environmental considerations; Bioresource Technology 101; 5023–5032

Martinez-Hernandez, E.; Campbell, G.; Sadhukan, J. (2013): Economic value and Environmental impact (EVEI) analysis of biorefinery systems; Chemical Engineering Research and Design 91, 1418-1426

Mussatto, S.; Moncada, J.; Roberto, I.; Cardona, C. (2013): Techno-economic analysis for brewer's spent grains

use on a biorefinery concept: The Brazilian case; Bioresource Technology 148; 302–310
Ojeda, K.; Ávila, O.; Suárez, J.; Kafarov, V. (2011): Evaluation of technological alternatives for process integration of sugarcane bagasse for sustainable biofuels production—Part 1; Chemical Engineering Research and Design 89; 270-279
Peters, M.; Timmerhaus, K.; West, R. (2004): Plant Design and Economics for Chemical Engineers; Mc Graw Hill; 5th Edition; ISBN: 978-0-072-39266-1
PlasticEurope; EuPC; EuPR; EPRO (2012): Plastics – the Facts 2012: An analysis of European plastics production, demand and waste data for 2011; Online: http://www.plasticseurope.org/
Sassner, P.; Galbe, M.; Zacchi, G. (2008): Techno-economic evaluation of bioethanol production from three different lignocellulosic materials; Biomass and Bioenergy 32; 422-430
Scholwin, F.; Edelmann, W. (2009): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren, Biogaserzeugung und –nutzung, Produkte und energetische Nutzung; Springer-Verlag; Kaltschmitt, M. (Hrsg.); ISBN: 978-3-540-85094-6
Stauffe, J.; Kranich, W. (1962): Kinetics of the catalytic dehydration of primary alcohols; Ing. Eng. Chem. Fundamentals 1 (2); 107-111
Tolan, J. (2002): Iogen's process for producing ethanol from cellulosic biomass; Clean Technologies and Environmental Policy 3; 339-345

André Brosowski (DBFZ)

Biomassepotenziale und zukünftige Anforderungen an die Rohstoffbereitstellung

André Brosowski, Stefan Majer
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
andre.brosowski@dbfz.de, stefan.majer@dbfz.de

Schlagwörter: Biomassepotenziale, Stroh, Treibhausgasvermeidung, Gestehungskosten, Nachhaltigkeit, Transparenz, Methodenverbesserung

Deutschland ist zu 71 % von Energieimporten abhängig. Bereits jetzt ist die energetische Nutzung von Biomasse ein wesentlicher Bestandteil im erneuerbaren Energiesystem. Inwieweit diese Nutzung optimiert bzw. gesteigert werden kann, hängt maßgeblich von den verfügbaren Biomassen und den Zielansprüchen einer energetischen Nutzung ab. Eine Bewertung von Chancen und Risiken setzt jedoch geeignete Datengrundlagen voraus.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Zusammenhänge zwischen den Biomassepotenzialen, den Nutzungsmöglichkeiten und den relevanten Zielansprüchen einer nachhaltigen Nutzung überblicksartig diskutiert und am konkreten Beispiel der Biomasse Getreidestroh veranschaulicht. Neben der Auswertung von unterschiedlichen Ergebnissen zweier Biomassepotenzialstudien liegt der Fokus auch auf Treibhausgasvermeidungswirkungen und Gestehungskosten der zwei Konversionspfade Verbrennung und Bio-Ethanol. Die Ergebnisse liefern einen methodischen Beitrag zur Bewertung verschiedener Nutzungsoptionen.

1. Einführung

Deutschlands Primärenergieverbrauch lag im Jahr 2013 bei 13.908 PJ. Bereits 29 % wurden durch inländische Ressourcen gedeckt und der steigende Anteil erneuerbarer Energien trägt dazu bei, die hohen Importabhängigkeiten weiterhin zu reduzieren (AGEB, 2014). Über 60 % des Endenergiebeitrags der erneuerbaren Energien gehen aus der energetischen Nutzung von Biomasse hervor (BMWi, 2014). Zur Bewertung von Chancen und Risiken ist die genaue Kenntnis über das Aufkommen, die gegenwärtige Nutzung und die noch nutzbaren Ressourcen von wesentlicher Bedeutung. In einer Vielzahl von Potenzialstudien werden hierzu jedoch z.T. sehr unterschiedliche Ergebnisse präsentiert.

In einem kompakten Überblick ist es das Ziel dieser Arbeit, bestimmende Einflussfaktoren auf die Höhe der Biomassepotenziale herauszuarbeiten und am Beispiel der Biomasse Getreidestroh zu veranschaulichen. Weiterhin werden zwei Konversionspfade (Verbrennung, Bio-Ethanol) hinsichtlich möglicher Treibhausgasvermeidungswirkungen und Gestehungskosten diskutiert und Anforderungen an die Rohstoffbereitstellung abgeleitet. In der Gesamtschau ergibt sich daraus ein methodischer Beitrag zur Bewertung einer nachhaltigen Nutzung von Biomasse.

2. Biomassepotenziale

In Abbildung 1 ist auf der linken Seite die bisherige Entwicklung der Bioenergienutzung in den Bereichen Strom und KWK, Wärme (ohne KWK) und Kraftstoffe dargestellt. Die Entwicklung leitet sich aus der aktuellen Statistik der Arbeitsgemeinschaft erneuerbare Energien ab (BMWi, 2014). Da Biomassepotenziale vorwiegend in Primärenergieäquivalenten veröffentlicht werden, wurden die in den Statistiken veröffentlichten Endenergiebeiträge aufbereitet. Basierend auf Kaltschmitt u.a. (2009) wurden dabei folgende Wirkungsgrade unterstellt: Strom 30%, Wärme: 80%, Kraftstoff: 90%. Weiterhin wurde angenommen, dass der Wirkungsgrad zur Stromproduktion seit 2006 um jährlich einen Prozentpunkt steigt und für das Jahr 2013 folglich bei 38 % liegt. Auf dieser Grundlage lag im Jahr 2013 der Primärenergieverbrauch von Biomasse bei etwa 1.100 PJ. Demgegenüber stehen auf der rechten Seite der Abbildung mögliche Biomassepotenziale, welche sich aus BMVBS (2010), Lenz u.a. (2011), StBA (2011), Zeller u.a. (2012) und z.T. unveröffentlichten Informationen aus laufenden Projekten zusammensetzen. Die Höhe und die Ent-

wicklung der Potenziale sind von zahlreichen Einflussgrößen und deren methodischer Berücksichtigung bestimmt. Dazu gehören auch Annahmen. Je nach zugrunde gelegter Studie unterscheiden sich die Potenzialergebnisse zu gegenwärtigen und zukünftigen Biomassepotenzialergebnissen z.T. erheblich. Sehr hohe Bandbreiten ergeben sich für forstwirtschaftliche Biomassen (z.B. BMVBS, 2010) und insbesondere für den politisch gesteuerten Anbau von Energiepflanzen (z.B. Seyfert u.a., 2011; Thrän, 2011; BMVBS, 2010; Zeddies u.a., 2012). Vergleichsweise geringe Schwankungsbreiten ergeben sich hingegen für Abfälle und Reststoffe (z.B. Kern u.a. 2010; BMVBS, 2010).

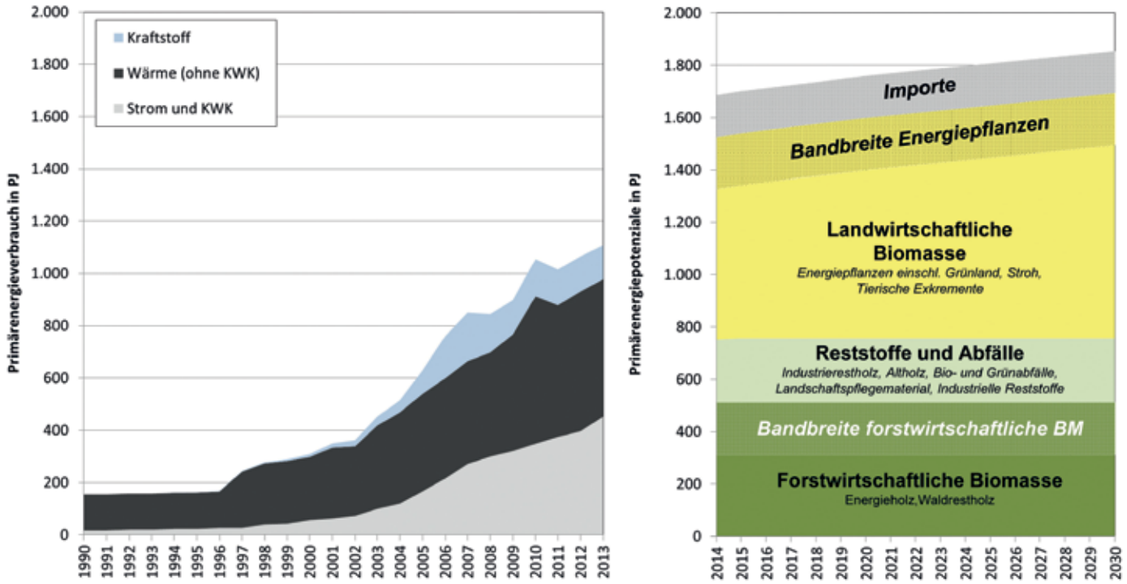


Abbildung 1: Entwicklung und Potenziale der energetischen Biomassenutzung (Quellen: BMWi, 2014; Lenz u.a., 2011; StBA, 2011; BMVBS, 2010; Zeller u.a., 2012 und unveröffentlichte Ergebnisse)

Für die Berechnung von Biomassepotenzialen existieren derzeit keine standardisierten Qualitäts- bzw. Mindestanforderungen und die veröffentlichten Ergebnisse werden z.T. sehr kontrovers diskutiert. Auf die zahlreichen Informationsebenen bei Biomassepotenzialstudien weisen u.a. Stecher u.a. (2013), Thrän u.a. (2013), Offermann u.a. (2011) und Brosowski u. Adler (2014) hin. Neben unterschiedlichen Zuordnungen einzelner Biomassen zu übergeordneten Gruppen (Beispiel: Zählt Stroh zu den Reststoffen oder zu den landwirtschaftlichen Biomassen?) führen auch unterschiedliche Potenzialbegriffe (z.B. theoretisches, technisches, wirtschaftliches, erschließbares Potenzial, Brennstoffpotenzial, Biogaspotenzial, Bioenergiepotenzial etc.), Datengrundlagen (z.B. Statistiken, Geodaten, Expertenmeinungen), Zeitbezüge (z.B. Gegenwart, Zukunft), räumliche Bezüge (z.B. Landkreis, Bundesland, Nation, Kontinent), Szenarien und diverse Einheiten (z.B. t FM, t TM, GWh, PJ etc.) zu strukturell erheblichen Unterschieden in der Ergebnispräsentation. Einen wesentlichen Einfluss auf die Aussagekraft der Ergebnisse haben auch die innerhalb einer Studie berücksichtigten ökologischen, gesellschaftlichen, technischen, gesetzlichen und wirtschaftlichen Restriktionen, die sich auf ein Biomassepotenzial reduzierend auswirken. Aufgrund einer fehlenden Standardisierung von Mindestanforderungen wird die Anzahl der berücksichtigten Restriktionen durch das Budget der Studie bestimmt. Die komplexe Kombination der genannten Informationsebenen untereinander führt letztendlich dazu, dass Biomassepotenzialergebnisse studienübergreifend nicht vergleichbar sind.

Für die Biomasse Getreidestroh sind in Tabelle 1 ausgewählte Parameter zweier Veröffentlichungen beispielhaft gegenübergestellt. Die Strohpotenziale unterscheiden sich offensichtlich um mehr als 80 PJ. Erst bei der Auswertung der berücksichtigten Parameter werden methodische Unterschiede deutlich. Während die eine Veröffentlichung eine Studie zitiert, die eine pauschale Annahme zum energetisch nutzbaren Aufkommen trifft, widmet sich die zweite Studie diesem Punkt mit einem erheblichen Aufwand. Weiterhin unterscheiden sich die im Detail

berücksichtigten Biomassen, der Trockenmassegehalt, der Zeitbezug und die Datenbasis. Im Ergebnis ist die Datenqualität der zweiten Studie als wesentliche höher zu bewerten.

Tabelle 1: Zusammenstellung ausgewählter Parameter zweier Veröffentlichungen am Beispiel von Stroh

Parameter	AEE (2013)	Zeller u.a. (2012)
Brennstoffpotenzial	103 PJ	112-186 PJ
Veröffentlichung	2014	2011
Datengrundlage	BMVBS (2010)	Neuberechnung
Biomassepotenzial	6,0 Mio. t TM	8,0/9,9/13,3 Mio. t FM
Kleinste regionale Auflösung	Landkreis-Ebene	Landkreis-Ebene
Berücksichtigte Kulturen	Getreide- und Rapsstroh	Getreidestroh
Berechnungsgrundlage Strohaufkommen	Korn-Stroh-Verhältnisse	Korn-Stroh-Verhältnisse
Berechnung Anteil für energetische Nutzung	Pauschal 20 % des Aufkommens	Technische Bergungsrate, Humusbilanz in 3 Methoden (VDLUFAu, VDLUFAo, HE), stoffliche Nutzung (Einstreu, Sonderkulturen)
Trockenmasse-Gehalt	85 %	86 %
Zeitbezug	Szenario B&U für 2020	2010
Datenbasis	2000-2007	1999-2007

Eine nachhaltige energetische Bioenergienutzung setzt die Erfüllung umfangreicher Zielansprüche voraus. Hierzu gehören in Anlehnung an GBEP (2011) und Thrän u.a. (2013) z.B.:

- Kein negativer Einfluss auf Klima, Wasser, Boden, etc.
- Schutz der Ressourcen
- Erhaltung der Biodiversität
- Keine Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion
- Sichere und saubere Energie
- Arbeitsplätze
- Reduktion fossiler Brennstoffe
- Hohe Produktivität und Konkurrenzfähigkeit
- Bezahlbare Energie
- Flexibilität

Innerhalb von Potenzialstudien finden jedoch nur vereinzelte Zielansprüche Berücksichtigung. Für eine transparente Darstellung der zugrunde liegenden Berechnungsmethodik einschließlich der berücksichtigten Restriktionen schlagen Brosowski u. Adler (2014) Datenblätter vor, auf denen die relevanten Informationsebenen strukturiert und kompakt dargestellt werden (Abbildung 2). Aus den Erfahrungen aus laufenden Projekten (z.B. Bioenergie-Regionen[1]) und Empfehlungen aus Thrän u.a. (2013) wurden die folgenden Kriterien wurden als besonders relevant bewertet:

- Zeitbezug
- räumlicher Bezug
- räumliche Qualität
- Übersichtskarte

1 http://www.bioenergie-regionen.de

- Beschreibung der Biomasse
- Art des Potenzials
- Berücksichtigte Parameter inkl. der konkreten Zahlenwerte
- Kurzinterpretation der Daten
- Schematische Darstellung des Rechenweges
- Quellennachweis

Mit Hilfe dieser Kriterien kann der Vergleich von Biomassepotenzialstudien vereinfacht und deren Aussagekraft überprüft werden.

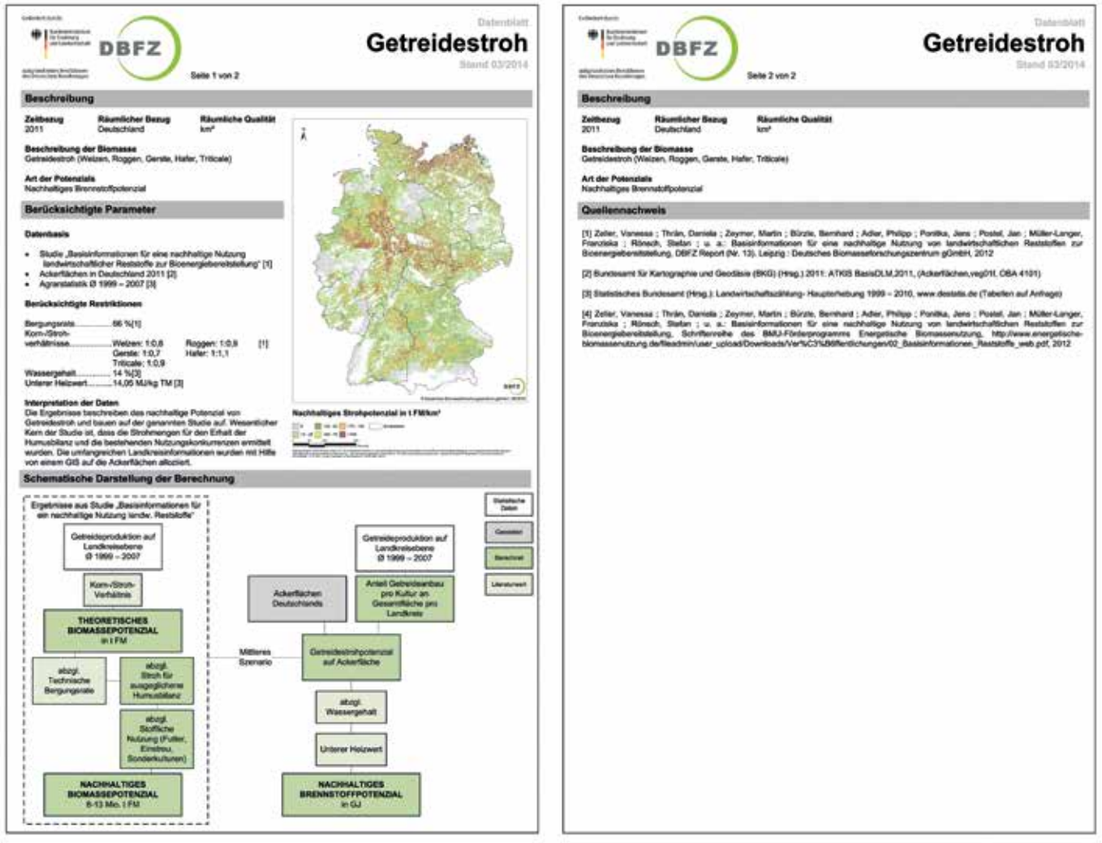


Abbildung 2: Datenblatt am Beispiel Getreidestroh (Brosowski u. Adler, 2014)

3. Zielanspruch: Verminderung von Treibhausgasemissionen

Die Reduktion von THG -Emissionen durch die Substitution fossiler Energieträger ist einer der wesentlichen Treiber für den Einsatz von Bioenergie. Insbesondere die energetische Nutzung von Rest- und Abfallstoffen gilt, aufgrund der im Vergleich zu klassischen Energiepflanzen geringeren Emissionen aus dem Anbau und den vermeintlich geringeren Nutzungskonkurrenzen als eine vielversprechende Option. Im Bereich der landwirtschaftlichen Reststoffe gerät die Nutzung von Getreidestroh zunehmend in den Fokus. Das nachhaltig nutzbare Potenzial an Getreidestroh beträgt, auf der Basis der oben genannten Studie ca. 8-13 Mio. t FM pro Jahr. Für die Konversion von Getreidestroh zu Bioenergie stehen derzeit verschiedene Technologien zur Verfügung. Hierbei entstehen unterschiedliche Haupt- und Nebenprodukte.

- Verbrennung in dezentralen Heiz(kraft)werken
  - Hauptprodukt: Wärme, Strom
  - Nebenprodukt: Asche
- Vergärung in Biogasanlagen
  - Hauptprodukt: Wärme, Strom oder Biomethan
  - Nebenprodukt: Gärreste
- Konversion zu Bio-Ethanol
  - Hauptprodukt: Bio-Ethanol
  - Nebenprodukt: Biomethan, Ligninpellets, Vinasse

Die ökologischen und ökonomischen Effekte der Biomassenutzung in den verschiedenen Konzepten zur Produktion von Strom, Wärme und Kraftstoff unterscheidet sich zum Teil deutlich. Neben der spezifischen THG-Bilanz und den Kosten für die Produktion von Strom, Wärme oder Kraftstoff ist hier vor allem auch die Einordnung gegenüber den fossilen Referenzenergieträgern wichtig. Abbildung 3 stellt die THG-Emissionen und die Gestehungskosten für die Wärmeproduktion auf Basis von Getreidestroh für zwei unterschiedliche Konzepte dar. Die Ergebnisse für beide Konzepte sind einer Wärmeproduktion auf Basis eines Erdgas-Heizöl-Mix gegenübergestellt. Die Ergebnisse zeigen für beide Konzepte deutliche THG-Reduktionen gegenüber dem fossilen Referenzsystem. In Bezug auf die Gestehungskosten stellt sich die Wärmeproduktion auf Basis von Stroh in Abhängigkeit vom Strohpreis und den Kosten für evtl. Aufbereitungsprozesse als durchaus vielversprechend dar.

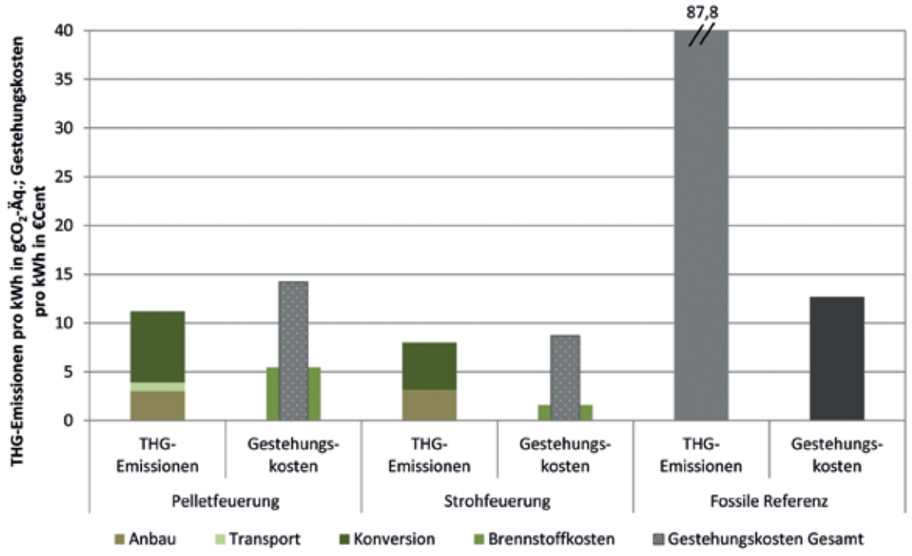


Abbildung 3: THG-Emissionen und Gestehungskosten der Nutzung von Stroh zur Wärmeproduktion (Auf Basis von Zeller u.a.,2012)

Während im Bereich der Strom und Wärmeproduktion perspektivisch auch andere erneuerbare Energieträger zu einer Substitution fossiler Brennstoffe beitragen können, scheinen in bestimmten Bereichen des Verkehrssektors (z.B. Flugverkehr) Biokraftstoffe mittelfristig die einzige Alternative zu fossilen Kraftstoffen zu sein. Aus diesem Grund ist die Produktion von Kraftstoff aus Getreidestroh eine ebenfalls häufig diskutierte Option. Für diesen Schritt stehen verschiedene verfahrenstechnische Ansätze zur Verfügung. Neben der in Abbildung 4 dargestellten Produktion von Ethanol aus Getreidestroh kann z.B. über einen Vergasungsprozess Bio-SNG bzw. über eine Fischer-Tropsch-Synthese BtL Kraftstoff produziert werden.

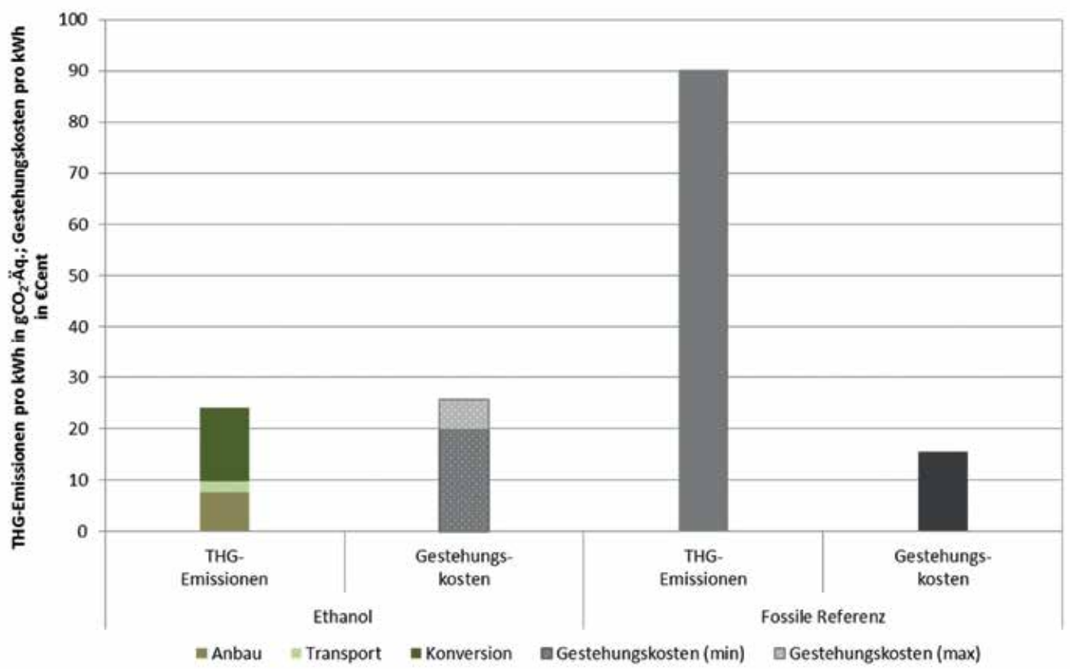


Abbildung 4: THG-Emissionen und Gestehungskosten der Nutzung von Stroh zur Wärmeproduktion (Auf Basis von Zeller u.a., 2012)

Die Abbildung zeigt neben einem deutlichen THG-Minderungspotenzial für den Kraftstoff auf Basis von Getreidestroh auch eine Bandbreite für die entsprechenden Gestehungskosten. Diese sind deutlich vom unterstellten Strohpreis abhängig. Der in der Abbildung dargestellte min-Wert bezieht sich auf Ethanol Gestehungskosten pro kWh bei einem Strohpreis von 54 €/t. Der max-Wert auf einen Strohpreis von 90 €/t. Neben den anstehenden Aufgaben zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen wird auch das nachzuweisende THG-Minderungspotenzial perspektivisch weiter an Bedeutung gewinnen. Ein Indikator hierfür ist die geplante Einführung einer THG-bezogenen Biokraftstoffquote in Deutschland ab 2015.

4. Zukünftige Anforderungen an die Rohstoffbereitstellung

Mit Hilfe einer transparenten Datengrundlage hinsichtlich der Biomassepotenziale und einem klar definierten Zielanspruch bzgl. deren Nutzung, können die Chancen und Risiken verschiedener Technologiepfade zielführend bewertet werden.

In welchem Umfang ein ökologisch und ökonomisch tragfähiger Beitrag zum regenerativen Energiesystem geleistet werden kann, hängt neben der Höhe des Biomassepotenzials im wesentlichen Maße auch von der räumlichen Verteilung der Biomasse und den daraus resultierenden Bereitstellungskosten ab. Insbesondere für Technologiepfade mit einem hohen Biomassebedarf und dem Anspruch geringer Transportdistanzen reduzieren sich die in Frage kommenden Regionen erheblich. Das bedeutet, dass das maximal vorhandene Getreidestrohpotenzial in Deutschland nicht für alle Technologiepfade gleichermaßen erreichbar ist. Am Beispiel einer Bio-Ethanol Anlage mit einem Getreidestrohbedarf von 400.000 t FM/a (=435.000 t FM inkl. Bereitstellungsverluste) wird in Abbildung 5 deutlich, in welchen Regionen diese Menge bei unterschiedlichen Transportdistanzen (50, 55, 60, 65 km) vorhanden ist.

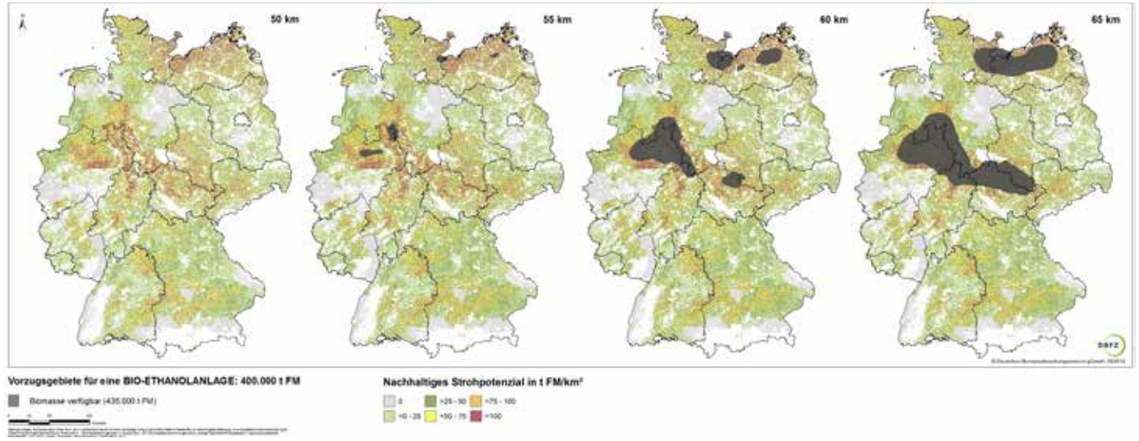


Abbildung 5: Vorzugsregionen für eine Bio-Ethanol Anlage (nach BROSOWSKI, 2012; ZELLER u. a., 2012)

Aus der Abbildung geht eine minimal mögliche Transportentfernung von 55 km hervor. Entlang einer klassischen Bereitstellungskette ergeben sich für diese Transportentfernung nach Brosowski (2012) Biomassebereitstellungskosten in Höhe von 68 €/t FM. Durch den Einsatz von teureren, aber effizienteren Bergungs- und Transportmaschinen könnten die Kosten auf 58 €/t FM reduziert werden. Im Rahmen des EU-Projektes KACELLE wurden umfangreiche Berechnung zur Wirtschaftlichkeit von Bio-Ethanolanlagen in einem solchen Industriemaßstab durchgeführt. Diesen Arbeiten folgend, ergibt sich bei dem derzeit aktuellen Preis für einen Liter Ethanol (0,46 €/l, Stichtag: 15.08.2014, F.O. Licht daily prices) ein maximal möglicher Bereitstellungspreis für die Biomasse von 54 €/t FM. In Verbindung mit den o.g. Rahmenbedingungen ist neben anderen Einflussfaktoren ein Investment derzeit ein erhebliches Risiko. Bei einem Ethanolpreis von z.B. 0,60 €/l wäre ein ökonomischer Betrieb bis 90 €/t FM möglich. Diese erhebliche Sensitivität verdeutlicht die Notwendigkeit, die Zielansprüche an ein regeneratives Energiesystem an vorhandenen Ressourcen auszurichten.

5. Schlussfolgerungen/Ausblick

Die energetische Biomassenutzung liefert einen wichtigen Beitrag im regenerativen Energiesystem. Inwiefern dieser Beitrag erhöht werden kann bzw. etablierte Stoffströme effizienter gestaltet werden können, hängt u.a. von der Biomasseverfügbarkeit ab. Die methodische Vielfalt und Komplexität von Biomassepotenzialstudien führt aufgrund fehlender Mindestanforderungen zu größtenteils nicht vergleichbaren Ergebnissen. Insbesondere für Entscheidungsträger ist diese Situation ein Dilemma. Ein Ausweg besteht in der Definition von Mindestanforderungen sowie in einer transparenten, standardisierten und vor allem kompakten Dokumentation von Biomassepotenzialstudien. Die präsentierten Datenblätter bieten hierfür eine erste Diskussionsgrundlage. Die intensive Diskussion um die Nachhaltigkeit von Bioenergie führt zunehmend zu einer Veränderung der Anforderungen an die Bioenergie und damit auch an die Biomassebereitstellung. Neben der Wirtschaftlichkeit und der damit verbundenen Frage der regionalen Verfügbarkeiten geraten auch die potenziellen ökologischen Effekte der Bioenergienutzung stärker in den Fokus. Der mögliche Beitrag zum Klimaschutz stellt noch immer einen der wesentlichen Treiber für die Nutzung von Bioenergie dar. Daher ist zu erwarten, dass sich die Frage in welchen Sektoren die knappe Ressource Biomasse genutzt wird, zukünftig stärker an Größen wie der THG-Vermeidungswirkung bzw. den THG-Vermeidungskosten orientiert.

Für eine effiziente Nutzung der in Deutschland vorhandenen Ressourcen zur Energiebereitstellung müssen vor dem Hintergrund der präsentierten Zielansprüche konsequente förderpolitische Strukturen geschaffen werden.

6. Literatur

AEE, Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.): Potenzialatlas Bioenergie. URL: http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/broschueren/potenzialatlas-bioenergie-in-den-bundeslaendern, 2013

AGEB, AG ENERGIEBILANZEN (Hrsg.): Primärenergieverbrauch. URL http://www.ag-energiebilanzen.de/6-0-Primaerenergieverbrauch.html, 02.09.2014

BMVBS, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (Hrsg.): Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen - Status Quo und Möglichkeit der Präzisierung, BMVBS-Online-Publikation (Endbericht Nr. 27(2010)), 2010. — ISSN 1869-9324

BMWI, Bundesministerium Für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Erneuerbare Energien im Jahr 2013. URL: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Broschuere/agee-stat-erneuerbare-energien-im-jahr-2013.pdf?__blob=publicationFile&v=3, 04.09.2014

Brosowski, A., Adler, P.: Ergebnisvorstellung technische Biomassepotenziale. Vortrag im Rahmen des „14. Workshops Bioenergie-Regionen“, Straubing, 11.03.2014

Brosowski, A.: Strohbereitstellungskosten in Deutschland – Ein GIS-basiertes Berechnungsmodell, Leipziger Biokraftstoff-Fachgespräch « Lignocellulosebasierte Biokraftstoffe », 13.11.2012, Leipzig

GBEP, Global Bioenergy Partnership: The global bioenergy partnership sustainability indicators for bioenergy. Rome, Italy : FAO, Climate, Energy and Tenure Division, 2011 — ISBN 9789251072493 9251072493

Kaltschmitt, M., Hartmann, H., Hofbauer, H.: Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2., Corrected Aufl. 2009. 2., korr. Nachdruck 2009. Aufl. : Springer, 2009 — ISBN 3540850945

Kern, M., Raussen, T., Funda, K., Lootsma, A., Hofmann, H.: Aufwand und Nutzen einer optimierten Bioabfallverwertung hinsichtlich Energieeffizienz, Klima-und Ressourcenschutz: Dessau-Rosslau, Umweltbundesamt, 2010

Lenz, V., Ulbricht, T., Thraen, D.: Kompakt, DBFZ Report 8. Leipzig, 2011

Offermann, R., Seidenberger, T., Thrän, D., Kaltschmitt, M.: Assessment of global bioenergy potentials. In: Springer Netherlands Bd. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change (2011), Nr. Jahrgang 16, Heft 1, S. 103–115

Seyfert, U., Zeddies, J., Bunzel, K., Thrän, D.: Biomassepotenziale aus dem Energiepflanzenanbau in Deutschland. In: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR), Bonn, Biomasse: Perspektiven der räumlichen Nutzung. Bd. Informationen zur Raumentwicklung IzR (2011), Nr. Heft 5/6

StBA, Statistisches Bundesamt: Außenhandel, Zusammenfassende Übersichten für den Außenhandel (endgültige Ergebnisse), Fachserie 7, Reihe 1. Wiesbaden, 2011

Stecher, K., Brosowski, A., Thrän, D.: Biomass potentials in Africa, 2013, https://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Download/IRENA-DBFZ_Biomass_Potential_in_Africa.pdf

Thrän, D.: Energiepflanzenanbau in Deutschland - Grenzen des Wachstums errreicht. In: Umweltbriefe - Der kommunale Informationsdienst, Dr. Josef Raabe Verlag, Nr. 25/26, 2011

Thrän, D., Pfeiffer, D., Adler, P., Brosowski, A., Fischer, E., Herrmann, A., Majer, S., Oehmichen, K., Schmersahl, R. u.a.: Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte, Schriftenreihe des BMU-Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“. Leipzig DBFZ, 2013 — ISBN 2192-1806

Zeddies, J., Bahrs, E., Schönleber, N., Gamer, W.: Globale Analyse und Abschätzung des Biomasse-Flächennutzungspotenzials (2012)

Zeller, V., Thrän, D., Zeymer, M., Bürzle, B., Adler, P., Ponitka, J., Postel, J., Müller-Langer, F., Rönsch, S., u.a..: Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung, 2012

Wolfgang Köppel (DVGW-Forschungsstelle, Universität Karlsruhe); Katja Oehmichen (DBFZ)

Emissionen von Biomethananlagen und Herausforderungen bei der Zertifizierung

Wolfgang Köppel [1], Katja Oehmichen [2]
[1] DVGW – Forschungstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) Campus Süd
Gastechnologie
Engler-Bunte-Ring 1, 76131 Karlsruhe
koeppel@dvgw-ebi.de
[2] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
katja.oehmichen@dbfz.de

Schlagwörter: LCA, Nachhaltigkeit, Biomethan, THG-Emissionen, Emissionsmessung

1. Emissionen von Biomethananlagen (Wolfgang Köppel, DVGW)

In Deutschland werden derzeit ca. 7.800 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von ca. 3,5 GW betrieben, wovon ca. 145 Anlagen ca. 86.000 m3/h (NTP) aufbereitetes Biogas in das Erdgasnetz einspeisen. Der sichere und umweltverträgliche Betrieb u.a. in stofflicher und energetischer Sicht von Biogaseinspeiseanlagen ist ein Schwerpunkt der Aktivitäten des DVGW. Daher wurde die Prozesskette „Biogaseinspeisung“ in mehreren DVGW-Forschungsvorhaben auf potentielle Gefahren für Boden, Grundwasser und Luft untersucht.

Die Beeinflussung der Atmosphäre durch klimaschädigende Gase aus der Biogaserzeugung kann durch eine Lebenszyklusbetrachtung (LCA) beschrieben werden. Bei einer LCA sollen, vereinfacht ausgedrückt, alle klimawirksamen Gase (THG als CO2,äqui angegeben) über dem kompletten Lebensweg der Biogaserzeugung identifiziert und quantifiziert werden. Eine LCA mit Hilfe von GEMIS (Globales Emissions-Modell integrierter Systeme - Stand 2010) für die Biogaseinspeisung ergab die äquivalente CO2-Menge (CO2,äqui) von 117 g/kWh bezogen auf elektrische Energie. Für diese Rechnung wurde ein üblicher Methanschlupf von 1 % für die diffusen Quellen in Biogaseinspeiseanlagen angenommen. Diffuse CH4-Quellen sind CH4-Emissionen, die aus Undichtigkeiten bei der Biogaserzeugung und -aufbereitung entweichen (s. Abbildung 1).

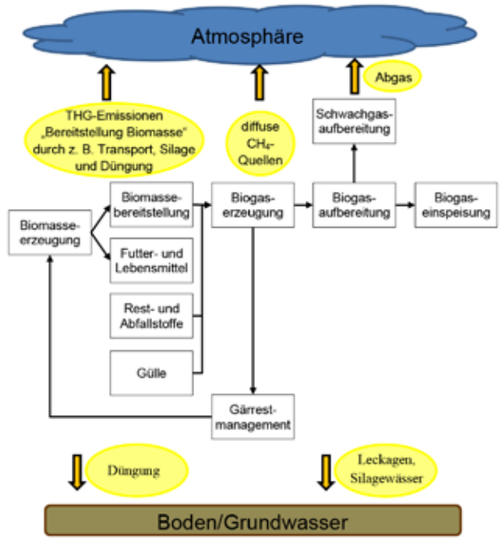


Abbildung 1: Diffuse CH4-Quelle sichtbar gemacht durch eine GasCam [6]

Um die bisher nur geschätzten [z. B. in 3 und 5] diffusen CH4-Quellen quantifizieren zu können, wurde im DVGW-Forschungsprojekt G 1/03/10 [1] das hubschraubergestützte laserbasiertes CH4-Messverfahren CHARM® eingesetzt [2]. Üblicherweise wird das Messsystem erfolgreich zur Detektion von Leckagen an Transportleitungen im Erdgasnetz eingesetzt. Zur Messung an Biogasanlagen fliegt der Hubschrauber Kreise um die Anlage (s. Abbildung 2). Da dieses System über die gesamte Flughöhe eine integrale Konzentration aufnimmt, werden im Vergleich zu bodengestützten Messungen mit hoher Wahrscheinlichkeit alle Methanemissionen einer Anlage erfasst werden. Benötigt werden für eine gute Messung trockenes Wetter, Windgeschwindigkeiten größer 4 m/s und stabile Windlagen. Bild 4 zeigt beispielhaft ein Messergebnis mit einer Konzentrationserhöhung gegenüber der Umgebung bei 90°. Es konnte festgestellt werden, dass bei Einspeiseanlagen mit einem guten Standard und gasdichtem Gärrestlager die diffusen Methanverluste ca. 0,3 % der Einspeisemenge betragen, was ca. 7 g CO2,äqui bezogen auf Hi bedeuten [3, 4]. Im Vergleich mit 1 % als übliche Annahme für diffuse Methanemissionen [3] und bis zu 9 % für offen Gärrestlager [5] bei NawaRo-Anlagen ist 0,3 % als niedrig einzustufen.

Abbildung 2: Flugbild Methankonzentration [E.ON NBT]

Eine weitere wesentliche CO2,äqui-Quelle ist der Abgasstrom nach der Biogasaufbereitung. In diesem Prozessschritt wird ein methanreiches Gas erzeugt. Das bei der Aufbereitung anfallende CO2-reiche Gas (Schwachgas) wird abgeführt. Nach der GasNZV [6] darf der Methanschlupf maximal 0,2 % bezogen auf das erzeugte Methan betragen. Da alle üblicherweise eingesetzten Aufbereitungsverfahren bis auf die chemische Wäsche diesen Grenzwert nicht einhalten, muss eine Schwachgasnachbehandlung nachgeschaltet werden. In der Schwachgasnachbehandlung wird das im Schwachgas enthaltene Methan verbrannt. Ergebnis der Untersuchungen durch den DVGW war, dass hauptsächlich die Grenzwerte von CH4 und CO der TA-Luft [7] teilweise bis zu 10 mal überschritten wurden. Allerdings wird der in der GasNZV vorgeschriebenen Methanschlupf von 0,2 % üblicherweise eingehalten. Grundsätzlich können diese Systeme bei guter Planung und, Wartung und Kontrolle mithelfen, dass Biomethananlagen weiterhin ökologisch positiv sind.

2. Herausforderungen bei der Zertifizierung von Biomethan (Katja Oehmichen, DBFZ)

Die THG-Bilanz von Biomethan gewinnt auch vor dem Hintergrund förderpolitischer Ziele zunehmend an Bedeutung. Für die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff ist durch die Verabschiedung der EU Richtlinie 2009/28/EC [8] und deren nationalen Umsetzung in Form der BiokraftNachV [9], die Bewertung der THG-Minderung gegenüber der fossilen Referenz eine Voraussetzung für die Anrechnung auf die Biokraftstoffquote. Für den Nachweis des THG-Minderungspotentials des Biokraftstoffes gibt die BiokraftNachV verschiedene Möglichkeiten vor. Zum einen enthält die BiokraftNachV in ihrer Anlage 2 eine Reihe von Standardwerten, in der EU RED auch Default Values genannt, für verschiedene Biokraftstofftechnologien und -rohstoffe. Diese Standardwerte können von Biokraftstoffproduzenten zum Nachweis der Einhaltung der THG-Minderungsvorgaben verwendet werden, wenn die Biokraftstoffproduzenten keine eigenen Berechnungen anstellen wollen oder können. Jedoch enthält die Verordnung nur Standardwerte für abfall- und güllebasiertes Biomethan. Für Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen

muss die THG-Bilanzierung und das daraus resultierende THG-Minderungspotential anhand tatsächlicher Werte erfolgen. Dafür gibt die BiokraftNachV in Anlage 1 eine konkrete Methodik vor. Da diese Berechnungsmethodik im Wesentlichen auf die Bewertung flüssiger Biokraftstoffe zugeschnitten ist [10], ergeben sich für die Bilanzierung von Biomethan für die Zertifizierung eine Reihe spezieller Anforderungen. Dies betrifft u.a. die Substratbereitstellung und deren Einsatz. Üblicherweise werden zur Biomethanproduktion verschiedene Substrate gleichzeitig eingesetzt. Die unterschiedlichen THG-Werte für die Bereitstellung der Substrate dürfen nach BiokraftNachV jedoch nur zusammengefasst werden, wenn sie definierte Höchstwerte nicht überschreiten. Da aber wie bereits erwähnt derzeit Standardwerte (die solche Höchstwerte darstellen können) für den Anbau von Substraten für die Biomethanproduktion (z.B. Maissilage) fehlen, muss für jedes eingesetzte Substrat eine THG-Berechnung für die Biomethanproduktion durchgeführt werden. Dafür wird der Biomethanoutput der Anlage auf die Substrate aufgeteilt. Mögliche Synergieeffekte können so nicht berücksichtigt werden. Ein weiterer Punkt werden für den Fermenterbetrieb diffuse Methanemissionen von 1% der erzeugten Biogasmenge vorgegeben. Geringere Emissionsraten müssen anhand von Emissionsmessungen nachgewiesen werden Hier stellt sich die Frage, auf welche Weise dieser Nachweise erfolgen soll oder welche Messtechniken und Messverfahren dafür anerkannt werden. Diese und andere Zweifelsfragen sollen in der Präsentation betrachtet und diskutiert werden.

3. Literatur

[01] Köppel, W., Schreck, H., Lubenau, U., Erler, R.: Monitoring Biogas II. DVGW-Forschungsvorhaben G1/03/10 Abschlussbericht (2013)

[02] Scherello, A.: Effektive Überprüfung von Gastransportnetzen mittels luftgestützter Verfahren. Technische Sicherheit Bd. 1 (2011) Nr. 4 .

[03] Biogas - Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, Hrsg. Graf, F.; Bajohr, S., 1. Auflage,; Kapitel 12; Majer, S, Oehmichen, K.; Umwelteffekte der Biogasproduktion; S. 315 – 337; Oldenbourg Industrieverlag GmbH, München, 2011, ISBN 978-3-8356-3197-0

[04] Wolf, D., Scherello, A.; Messungen der Methanemissionen an der Biogasanlage Einbeck mittels Charm®; gwf – Gas/Erdgas (2013) 5

[05] VDI-Richtlinie 3475 Blatt 4 „Emissionsminderung, Biogasanlagen in der Landwirtschaft, Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger“ August 2010

[06] Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV); Ausfertigungsdatum 03.09.2010 (BGBl. I S.1261), geändert 30.04.2012 (BGBl. I S. 1002)-Mail

[07] Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundesimmisionsschutzgesetzt – Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) vom 24. Juli (2002)

[08] Richtlinie 2009/28/EC des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Brüssel 2009

[09] BiokraftNachV: Verordnung über Anforderungen über eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen vom 30. September 2009 (BGBl. I S3182), 2009

[10] Majer, S; et al.: Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas/Biomethan unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit. Berlin: Biogasrat e.V.,2011

[11] ISCC: Ergänzende Systemgrundlagen für die Zertifizierung von gasförmigen Biokraftstoffen aus Biogasanlagen, ISCC 28-06-13, 2013

Birgit Wilhelm (WWF)

Bewertung von Nachhaltigkeitszertifizierungssystemen

Text lag bei Redaktionsschluss nicht vor.

SESSION „WIRTSCHAFTLICH“

Dr. Fabian Jacobi (DBFZ)

Neue Ansätze zur Flexibilisierung von Biogasanlagen

Dr. H. Fabian Jacobi, Eric Mauky
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116, 04347 Leipzig
fabian.jacobi@dbfz.de, eric.mauky@dbfz.de

1. Einführung

Problemstellung

Mit dem in den letzten Jahren verstärkt erfolgten Ausbau von hochgradig schwankenden erneuerbaren Energien (Windkraft, Photovoltaik) und dem voraussichtlichen Weiterschreiten dieser Entwicklung wird die intelligente Integration dieser neuen Energiequellen in das deutsche Energieversorgungssystem zur Sicherung einer stabilen Versorgung für Industrie und Haushalte zur zentralen Herausforderung. Dazu sind geeignete, regelbare Stromquellen mit den vermehrt einspeisenden, aber nicht regelbaren Quellen so zu kombinieren, dass Angebot und Nachfrage stets ausgeglichen sind und damit die Netz- und Versorgungsstabilität gewährleistet werden können. Seitens der Stromgestehung werden also zunehmend flexibel agierende Kapazitäten benötigt.

Im Zusammenhang mit der Energieproduktion können bereits täglich wiederkehrende Fahrpläne, in denen nach bestimmten Vorgaben zu festen Zeiten feste Strommengen in das Netz eingespeist werden, als flexibel verstanden werden. Dies kann, entsprechend der täglich wiederkehrenden Muster von Strombedarf und –angebot bereits netzdienlich sein und entspricht bisher vielfältig der gängigen Praxis. Abgesehen von den regelmäßigen Mustern im Strombedarf, müssen insbesondere die unregelmäßig auftretenden Diskrepanzen aufgefangen werden. Hierzu sind ad hoc regelbare Quellen notwendig.

Optimalerweise zeichnet sich Flexibilität dadurch aus, dass zu jedem Zeitpunkt kurzfristige Anpassungen in der Energieproduktion entsprechend der Notwendigkeiten realisiert werden können.

Für Biogasanlagen bedeutet dies im Unterschied zur gleichförmigen Energiebereitstellung folgendes:

- Fokussierung der Verstromungszeitpunkte auf kürzere Zeiträume
- Realisierung von Verstromungsphasen variabler Länge
- Realisierung von Verstromungspausen variabler Länge
- Insgesamt also die Änderung der kurzfristig pro Zeitpunkt/-raum produzierten Energiemenge
- i.d.R. bei Beibehaltung der langfristig durchschnittlich produzierten Energiemenge
- mgl. kurzfristige Reaktionszeiten mit einer Dauer der angefragten Reaktion im Stundenbereich

Zur Flexibilisierung der Energieproduktion aus Biogas gibt es verschiedene Herangehensweisen:

Grundsätzlich können Biogasanlagen in ihrer Verstromung auch ohne Anpassung der Gasproduktion hochflexibel agieren und fast jegliche Form von Regelenergie bereitstellen (QUELLE). Voraussetzung ist, dass die Anlagen hierzu hinsichtlich der Kapazitäten für Verstromung und Gaszwischenspeicherung gerüstet sind. Entsprechend eigener Erhebungen unter Anlagenbetreibern liegt die durchschnittliche Speicherkapazität (abgefragt in Normkubikmetern Gasspeichervolumen) bei einem Äquivalent von 8 Stunden. Wird diese Zahl um die Faktoren Wasserdampfsättigung, Temperatur und Sicherheitsaufschlag/Messungenauigkeit bereinigt, so verbleiben ca. 4 Stunden real nutzbarer Speicherkapazität. Mit dieser Speichergröße ist eine Flexibilisierung der Verstromung in größerem Umfang nicht möglich. Auch größere Gasspeichervolumina von z.B. 8h erlauben Verstromungspausen von eben nur 8h. Längere Reaktionen auf Starkwindphasen, Sonneneinstrahlungspeaks oder Wochenendabsenkungen sind hierbei nicht möglich. Im umgekehrten Fall ist auch eine Verlängerung der Verstromungsphasen nicht über die vorrätige

und gleichzeitig produzierte Gasmenge hinaus möglich. Da die Gasproduktion gleichförmig vonstattengeht, sind Biogasanlagen durch den vorhandenen Speicher in Ihrer Flexibilität beschränkt.

Flexibilisierung von Biogasanlagen

Um die Gesamtflexibilität von Biogasanlagen zur erhöhen ergeben sich verschiedene Stellschrauben. Abbildung 1 zeigt Flexibilisierungsansätze für Biogasanlagen im Überblick.

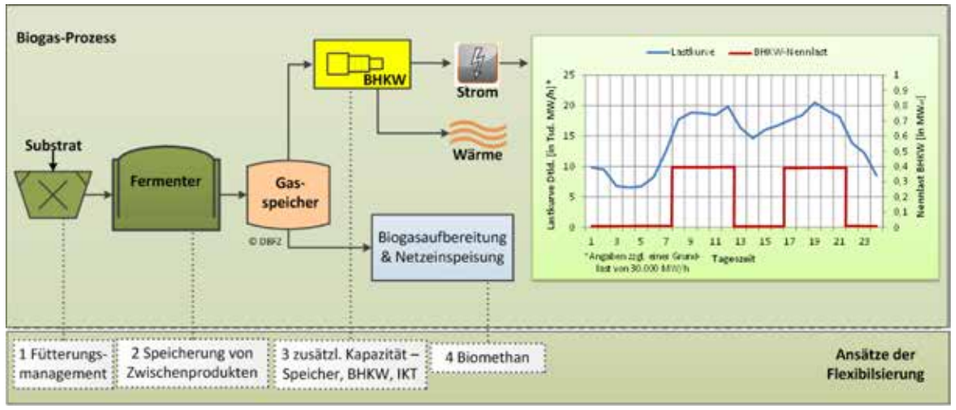
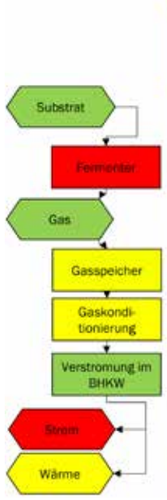


Abbildung 1: Flexibilisierungsansätze von Biogasanlagen

Neben der bisher hauptsächlichen Flexibilisierung durch Zwischenspeicherung des kontinuierlich produzierten Gases vor Ort bestehen mehrere zusätzliche bzw. alternative Möglichkeiten die Verstromung bedarfsgesteuerter auszuführen. Eine fast völlige zeitliche und örtliche Entkopplung von Gasproduktion und Verstromung erlaubt die Aufbereitung und Einspeisung in das Gasnetz. Entgegen der Entkopplung von Gasproduktion und verbrauch durch Speicherung besteht die Möglichkeit der Kopplung Steuerung der Gasproduktion an den Bedarf. Eine solche Steuerung der Gasproduktion ist zum einen durch die grobe Trennung der biochemischen Prozessstufen und die Speicherung leicht umsetzbarer Zwischenprodukte (z.B. Hydrolysat) vor der gezielten Einbringung in eine Methanisierungsstufe gegeben. Zum anderen bietet die gezielte Substratdosierung ebenfalls eine Einflussmöglichkeit auf den zeitlichen Verlauf der Gasproduktion. Abbildung 2 ordnet die verschiedenen Komponenten der Prozesskette an Biogasanlagen hinsichtlich ihrer Flexibilität nach dem heutigen Stand der Praxis ein:



Prozess bzw. Medium	*Flexibilität* bzw. Speicherbarkeit	Regel-energie	Tageslast-kurven	Wochen-lastgänge	saisonale Bedarfe
Substrat	Hochflexibel Einsetzbar, Lagerbarkeit > 1Jahr, kurzfristiger Einsatz bisher zum Ausregeln von Produktionsschwankungen mit dem Ziel gleichförmiger Produktion	+	+	+	+
Fermentation	*Saisonal ja, erste Erfahrungen Praxis*	-	-	0	+
Gas	Speicherbar, „inert", Hochflexibel einsetzbar	+	+	+	+
Gas-speicherung	*Hochflexibel, Kapazitätsbegrenzung, Füllstandsbestimmung optimierbar/kritisch*	+	+	-	-
Gaskon-ditionierung	*Relativ flexibel, abhängig von Gasqualität und notwendigem Aufwand, aktuell kapazitätsbegrenzt, einfach ausbaufähig*	(+)	+	+	+
Verstromung	*Hochflexibel, bisher jedoch nur für wenige Regelereignisse am Tag als vertretbar angesehen, kapazitätsbegrenzt*	+	+	+	+
Strom	*Nicht speicherbar*	-	-	-	-
Wärme	*Bedingt speicherbar, abhängig von Nutzungsart, Speichertechnologie ausbaufähig*	+	+	(0)	-

Abbildung 2: Prozesskette Biogasgestehung: Einordnung der Komponenten nach ihrer Flexibilität nach herkömmlicher Praxisansicht (rot = wenig flexibel, gelb = möglich, aber schwierig od. teuer, rot = nicht flexibel).

Der Fermentationsprozess ist hier als unflexibel eingeordnet, was den Konzepten 1 und 2 aus Abbildung 1 entgegensteht. In der Praxis vermeiden Biogasanlagen Veränderungen in der Produktionsrate und produzieren einen gleichmäßigen Strom an Biogas. Grund ist die Annahme / Erfahrung, dass unter gleichmäßigen Bedingungen eine sicherere Prozessführung möglich ist und Prozessrisiken somit vermieden werden.

Um aber systemdienlich Leistung erbringen zu können, müssen Biogasanlagen von der kontinuierlichen zur bedarfsgesteuerten Verstromung wechseln. Diese wird zu nur bedingt regelmäßigen Zeitpunkten benötigt und ergibt sich aus den Anforderungen der individuellen Netzebene. Wie bereits erläutert muss das Biogas, welches in der Zeit ohne Gasverbrauch produziert wird, zwischengespeichert werden. Die installierten Gasspeichergrößen sind dafür in der Regel nicht ausreichend. Um den notwendigen Speicherbedarf und -zubau minimal zu halten und gleichzeitig eine maximale Flexibilität der Anlage zu erlauben, erscheint die bedarfsgesteuerte Biogasproduktion daher als eine attraktive Option.

Alternativen

In der kürzeren Vergangenheit sind die beiden Ansätze 1 und 2 aus Abbildung 1, nicht nur die Verstromung des Biogases, sondern auch die Bereitstellung des Biogases dem Bedarf anzupassen, in Forschungsprojekten bearbeitet worden. Ziel war es, den Prozess anhand der Anforderungen aus dem Elektrizitätsnetz führen zu können und dabei die bedarfsgesteuerte Energieproduktion schon im Prozess der Biogasproduktion zu realisieren:

1. ReBi-Ansatz:
   nach dem Prinzip der Entkopplung von Hydrolyse/Acidogenese und Methanogenese und der bedarfsgesteuerten Zufuhr des (separierten) Prozesswassers der ersten Stufe an einen schnell reagierenden Festbettreaktor,
2. DBFZ-Ansatz:
   durch Entstetigung der Fütterung eines herkömmlichen CSTR-Systems und gezielte Kombination von verschiedenen Substraten zur Kontrolle der Biogasproduktion im Tagesgang.

Zu 1.: Das ReBi-Verfahren wird gemeinschaftlich von der HAWK Hildesheim/ Göttingen/ Holzminden ((Wallmann et al., 2010)) und dem Fraunhofer IWES-Kassel entwickelt. Die zweistufige Anlage besteht aus einer Vorstufe, welche sowohl die Perkolationsstufe einer Trockenfermentationsanlage, wie auch eine Hydrolysestufe sein kann und einer Methanisierungsstufe. Die Methanisierungsstufe ist als Festbettreaktor angelegt, d.h. der Behälter ist mit oberflächenreichen Füllkörpern gefüllt, auf denen sich Mikroorganismen fest ansiedeln können. Die Flüssigphase aus der Vorstufe, welche reich an gelösten und leicht abbaubaren Stoffen ist, wird dem Festbettreaktor gezielt zu Zeiten zugeführt, zu denen Gas produziert werden soll.

Hierzu wurden Versuche in Laborreaktoren durchgeführt. Dazu gehörten eine Hydrolyse, eine Trennvorrichtung um flüssige von festen Bestandteilen zu trennen, ein Festbettreaktor sowie ein CSTR für die Vergärung der abgepressten Feststoffe. Die den Versuchen vorgelagerte Hydrolysestufe überführte je nach Prozessführung unterschiedlich hohe Anteile der organischen Substanz in die abgetrennte Flüssigphase. Die höchste Abtrennungsrate lag bei 50%, d.h. maximal die Hälfte der organischen Substanz konnte über den Festbettreaktor flexibel in Biogas überführt werden, während die verbleibende organische Trockensubstanz dem normalen CSTR zugeführt wurde.

In den Versuchen konnte eine sehr hohe Flexibilität des Festbettreaktors gezeigt werden (Ganagin et al., 2014). Biogasproduktionsraten konnten innerhalb von Stunden von ca. 25 l/(m³*h) auf über 300 l/(m³*h) erhöht werden. Ebenfalls war es möglich längere Vergärungspausen mit sehr niedriger Gasproduktion zu realisieren. In einem großtechnischen Konzept würde diese Verfahrensweise eine sehr hohe Flexibilität erlauben. Nicht gezeigt wurde bisher die Gesamtperformance unter Einbeziehung aller Reaktorstufen, d.h. ebenfalls der Gasproduktion des den Feststoffanteil vergärenden Reaktors.

Zu 2.: Der DBFZ-Ansatz zielt auf die Veränderung der Gasproduktionsrate allein über die Veränderung von Fütterungszeitpunkten und –mengen ab. Durch gezielte Fütterung des Prozesses soll das Gas hauptsächlich zu den Bedarfszeiten produziert und so eine Einsparung im Bereich der für die Gaszwischenspeicherung notwendigen Gasspeicher erreicht werden.

2. Herangehensweise und Methoden im DBFZ-Ansatz

Kontinuierliche Vergärungsversuche wurden in CSTR-Laborfermentern mit 10l oder 35l Arbeitsvolumen durchgeführt. Die Reaktoren wurden kontinuierlich gerührt und bei ca. 38°C betrieben. Spurenelementmangel wurde mit einem kommerziell erhältlichen Produkt entgegengewirkt. Die Durchführung der Versuche fand unter Beachtung der Richtlinie VDI 4630 statt (VDI 4630, 2006).

Ziel der Untersuchung war es, die technischen und biologischen Grenzen der dynamischen, bedarfsgesteuerten Biogasproduktion zu ermitteln. Dazu wurden Mais- und Zuckerrüben als Substrate eingesetzt und realistische Szenarien für BHKW-Laufzeiten, d.h. ein Gasverbrauch, den erreichten, dynamischen Biogasproduktionsraten gegenübergestellt. Der Hauptanteil der Fütterungen wurde dazu zunächst an den Beginn der täglich angedachten BHKW-Laufzeit platziert. Es wurde versucht, die gesamte Tagesration so innerhalb der gedachten Gasverbrauchszeit einzubringen, dass ein Einbruch der Gasproduktion innerhalb der BHKW-Laufzeit stattfand und der Füllstand des Gasspeichers zur Zeit der BHKW-Abschaltung bei nahezu null lag.

3. Ergebnisse der flexiblen Biogasproduktion im DBFZ-Ansatz

Prozessverlauf
Im Labor zeigt sich der Biogasprozess bereits hochgradig flexibel. In Abbildung 3 ist repräsentativ ein Tag gezeigt, in dem versucht wurde, den größten Anteil der Biogasproduktion innerhalb eines 12h-Blockes zu produzieren. Dazu wurde der Hauptanteil der Fütterung mit der vollen Dosis Mais und einer kleineren Dosis silierten Zuckerrübenmuses an den Beginn des Blockes gelegt. Die Biogasproduktion schnellt innerhalb kurzer Zeit (<30 Min.) auf einen Maximalwert an und beginnt dann wieder zu fallen. Nachfolgende, ansteigende Gaben des Zuckerrübenmuses wurden genutzt, um den Abfall der Gasmenge aus den vorangehenden Fütterungen zu kompensieren und führten wiederum zu Produktionsspitzen. Die Kombination der Fütterungen führten zu einem kumulierten Gasproduktionsverlauf, welcher durch einen starken Anstieg mit der ersten Fütterung, einen Plateauphase auf hohem Niveau und einen mäßig schnellen Abfall der Gasproduktion am Ende charakterisiert ist. Der minimalen Gasproduktion von ca. 2,4 l/h vor der ersten Fütterung des Tages steht eine maximale (durchschnittliche) Rate von ca. 8l/h während der Plateauphase gegenüber.

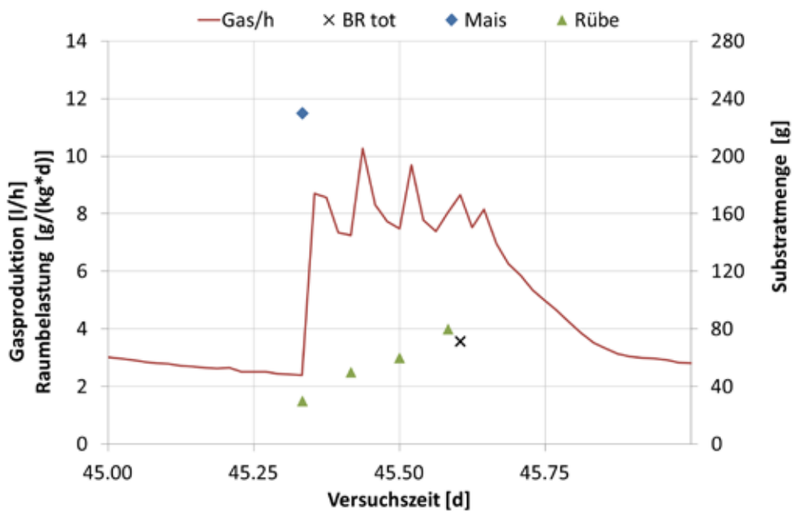


Abbildung 3: Flexible Biogasproduktion im Laborfermenter in Abhängigkeit der Fütterungsmengen und –zeitpunkte.

Die auf den Tag gerechnete Raumbelastung für den im Beispiel gezeigten Tag lag bei ca. 3,6 g oTS / (l*d). Die Versuche wurden kontinuierlich über Monate hinweg mit verschiedenen Raumbelastungen und Substratkombinationen durchgeführt. Untersuchungen des Fettsäurespektrums im Tagesverlauf zeigten einen Anstieg als Reaktion auf die Fütterungen, aber während der fütterungsfreien Zeit ebenso einen Abfall auf das Ausgangsniveau. Es konnten während des Versuchsverlaufes keine Prozessstörungen festgestellt werden, welche auf die ungleichmäßige Fütterung zurückzuführen waren.

Entgegen der allgemeinen Meinung, dass der Biogasprozess gleichmäßig und in kurzen Abständen gefüttert werden muss, konnte ein langfristiger, stabiler Betrieb mit unregelmäßigen Fütterungen realisiert werden (Mauky et al., 2014).

Speicherbedarf
Eine flexible Biogasproduktion kann zu einer Erhöhung der Flexibilität oder einer Verminderung des benötigten Gasspeichervolumens beitragen. Beispielhaft wurden dafür Berechnungen durchgeführt, um diese Effekte zu verdeutlichen. Biogasproduktionsraten eines repräsentativen Labortages sowie einer gleichförmigen Biogasproduktion wurden daher Gasverbrauchsraten hypothetischer BHKW gegenübergestellt, um die Unterschiede in Flexibilität und Gasspeicherbedarf zu ermitteln. Die Ergebnisse einer solchen Hochrechnung auf den Praxisbetrieb sind in Abbildung 4 und Abbildung 5 dargestellt. Dabei zeigt sich, dass flexibler Fütterung bei deutlich geringerem Speichervolumen dieselbe Flexibilität beibehalten werden könnte (Abbildung 4, grüner Pfeil) oder mit derselben Speichergröße eine höhere Anlagenflexibilität realisiert werden (Abbildung 5, grüne Pfeile: höhere Leistung in kürzerer Zeit). Dies könnte für die Biogasanlagen einen hohen Kostenvorteil und für das Gesamtenergiesystem breitere Einsatzmöglichkeiten bedeuten.

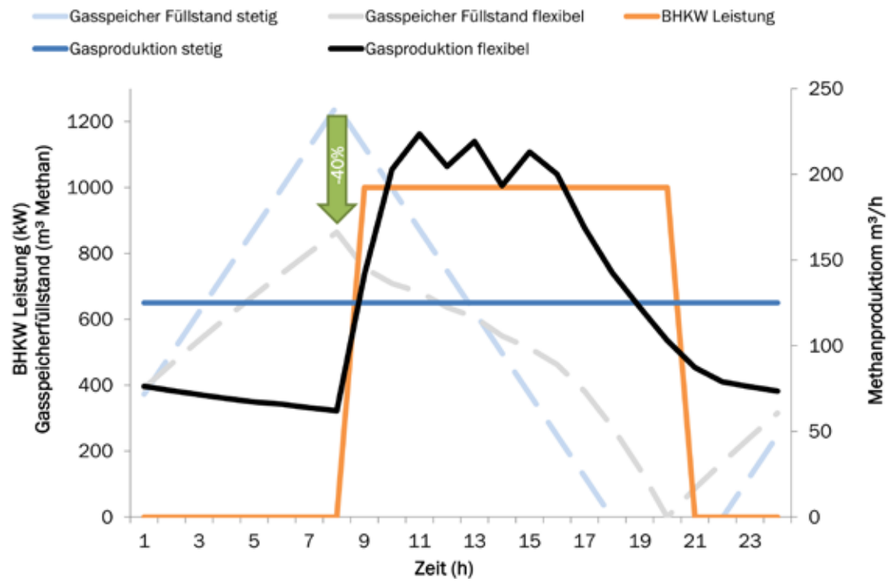


Abbildung 4: Hochrechnung von Laborergebnissen auf den Praxismaßstab für die benötigte Methangasspeicherkapazität. Gesteuerte, d.h. flexible Biogasproduktion benötigt weniger Gasspeicher, als stetige Biogasproduktion. Quelle: Eigene Daten/Grafiken des DBFZ

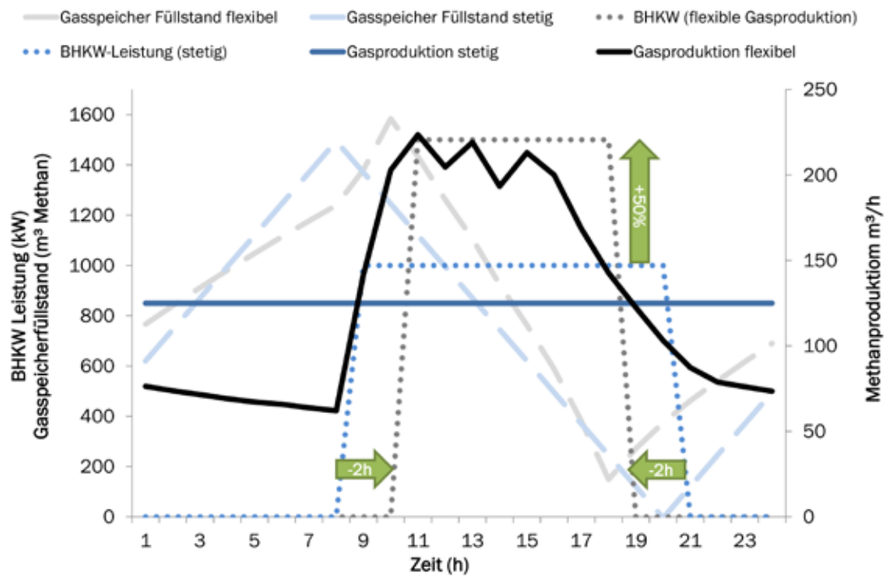


Abbildung 5: Hochrechnung von Laborergebnissen auf den Praxismaßstab für die mögliche Kapazitätshöhe (BHKW-Größe) und Lastverteilung (Dauer der Verstromung) bei festem Gasspeichervolumen. Bei flexibler Biogasproduktion kann bei selber Speichergröße eine höhere Flexibilität erreicht werden. Quelle: Eigene Daten/Grafiken des DBFZ

In weiteren Versuchen in Technikums- und Praxismaßstab zeigte sich ein ähnliches Prozessverhalten, wenn auch mit geringerer Dynamik. Auch hier konnten signifikante Effekte auf die Gasproduktion und damit auf den notwendigen Gasspeicher für flexible Anlagenszenarien gegenüber dem herkömmlichen Anlagenbetrieb festgestellt werden.

4. Schlussfolgerung/ Ausblick

In laufenden Versuchen wird die gezielte Biogasproduktion zur Minimierung der benötigten Speicherkapazitäten vor dem Hintergrund einer Maximierung der praktisch leistbaren Flexibilität von Biogasanlagen entsprechend beider beschriebener Ansätze an den jeweiligen Institutionen weiterverfolgt.

Am DBFZ liegen dazu bereits umfangreiche Datensätze aus Versuchen an einer Forschungsbiogasanlage (180m³ aktives Volumen) und einer Praxisbiogasanlage (ca. 800m€ Fermentervolumen) vor und werden derzeit ausgewertet. Laufende und anstehende Versuche haben weiter die Verschneidung verschiedener Substrate und die Weiterentwicklung von Regelungsansätzen zur Optimierung der Biogasproduktion zum Inhalt. Ziel ist es hier, die optimale Fütterungsverteilung durch den Einsatz dynamischer Simulationsmodelle, welceh auf realen, tagesaktuellen Prozessdaten basieren, zu berechnen. Damit soll der Biogasprozess letzt lich so gleichmäßig wie möglich und so flexibel wie nötig gefahren werden, um verschiedene Verstromungsszenarien im Wochengang zu realisieren.

Um in einem zukünftigen Energiesystem hochflexibel agieren, d.h. systemdienlich Leistung erbringen zu können, ergeben sich durch das vorgestellte Konzept und den ReBi-Ansatz also Möglichkeiten, die hohes Potential auf eine Übertragung in die Praxis haben und eine Erhöhung der Anlagenflexibilität erlauben könnten.

5. Förderung

Die Untersuchungen wurden mit Mitteln des BMELV sowie mit Mitteln eines im Rahmen des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung und durch die Sächsische Aufbaubank – Förderbank finanzierten Projektes durchgeführt.

6. Literatur

Ganagin, W., Loewen, A., Hahn, H., and Nelles, M. (2014). Flexible Biogaserzeugung durch technische und prozessbiologische Verfahrensanpassung. (Rostock),.

Mauky, E., Jacobi, H.F., Liebetrau, J., and Nelles, M. (2014). Flexible biogas production for demand-driven energy supply – Feeding strategies and types of substrates. Bioresour. Technol.

VDI 4630 (2006). VDI 4630: Fermentation of organic materials – Characterisation of the substrate, sampling, collection of material data, fermentation tests (Berlin: Beuth Verlag GmbH.: VDI Gesellschaft Energietechnik).

Wallmann, R., Ganagin, W., Loewe, K., and Loewen, A. (2010). Bedarfsorientierte Biogasproduktion zur Erzeugung von Spitzenlaststrom. Müll Abfall 8, 401.

Sylvia Lehmann (TOMM+C)

Auswertung „Fragebogen bezüglich technischer Anforderungen an Biomasse(heiz)kraftwerke für die Beteiligung am Regelenergiemarkt“

Deutsche Gesellschaft für Abfallwirtschaft e.V. (DGAW)
Nieritzweg 23, 14165 Berlin
info@dgaw.de; Sylvia.lehmann@tomm-c.de

Schlagwörter: Biomasseheizkraftwerke, Regelenergieleistung, Minutenreserveleistung, Sekundärregelleistung

Die deutsche Gesellschaft für Abfallwirtschaft (DGAW e.V.) hat gemeinsam mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) einen Fragebogen entwickelt, um den Beitrag, den die feste Biomasse an der Bereitstellung von Regelenergie leisten kann, zu ermitteln. Dafür wurden die technischen Voraussetzungen und ggf. benötigten Investitionen erfragt. Die erste Befragung wurde im Juni 2013 durchgeführt. Um eine höher Rücklaufquote zu erreichen wurde mit Hilfe der folgenden Verbände eine ergänzende Befragung im Januar 2014 durchgeführt:

- BBE Bundesverband Bioenergie e.V.
- BAV Bundesverband der Altholzaufbereiter e.V.
- HEF Holzenergiefachverband Baden-Württemberg e.V.
- VDBH Verband deutscher Biomasseheizwerke e.V.

Insgesamt haben 314 Biomasse(heiz)kraftwerke einen Fragebogen erhalten. Der Rücklauf von den Anlagenbetreibern betrug 33 %, wobei davon ca. 9 % keinen Fragebogen ausgefüllt hatten, weil die Anlage stillgelegt oder noch nicht in Betrieb genommen wurde. Insgesamt wurden 95 Fragebögen ausgefüllt. Die Auswertung hat ergeben, dass davon bereits 29,5 % der BMHKW am Regelenergiemarkt teilnehmen. Weitere 10,5 % bereiten die Teilnahme vor. Von allen Anlagen wird negative Regelenergie bereitgestellt, einige wenige Anlagen bieten zusätzlich positive Regelenergie an. Es entfallen 71 % auf Minutenreserveleistung (MRL), 18 % auf Sekundärregelleistung und 11 % sowohl auf MRL und SRL. Von den Anlagen, die am Regelenergiemarkt teilnehmen, haben rund 46 % Zusatzinvestitionen in Regelungstechnik und technische Maßnahmen getätigt. Die Investitionssummen betragen zwischen 5.000,- € und 10.000,- €.

Von den 60 % der Anlagen die nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen oder ihre Teilnahme vorbereiten sind rund 50 % technisch in der Lage oder mit Hilfe von regeltechnischen oder technischen Maßnahmen Regelleistung bereit zu stellen. Die geschätzten Investitionskosten liegen zwischen 100.000 und 5.000 Euro pro Anlage für Regelungstechnik und zwischen 10 Mio. Euro und 100.000 Euro pro Anlage für sonstige technische Maßnahmen.

Daraus folgt, dass mit Hilfe von Investitionen in regelungstechnische und sonstige technische Maßnahmen der Anteil der Biomasse(heiz)kraftwerke, welche am Regelenergiemarkt teilnehmen von derzeit 29,5 % auf 50 % gesteigert werden könnte, vorausgesetzt, dass die Hinderungsgründe der Betreiber wie unklares Prozedere und zu geringe Vergütung für die Teilnahme am Regelenergiemarkt ausgeräumt werden können.

1. Veranlassung

Der Ausbau regenerativer Energien in Deutschland nimmt stetig zu. Da Wind- und Sonnenenergie hierbei den überwiegenden Anteil stellen, kommt es durch deren fluktuierende Einspeisung in das Stromnetz zu Auswirkungen auf das Gleichgewicht zwischen Stromangebot und Stromnachfrage, die zum Teil durch Regelleistung ausgeglichen werden müssen. Die Biomasse als regenerativer Energieträger bietet die Chance den Regelbedarf mit abzudecken. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) 2012 hat mit der Einführung der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell (zur Förderung der bedarfsgerechten Einspeisung) und der Flexibilisierungsprämie für Biogasanlagen einen ersten Schritt zur Förderung der Bereitstellung von Regelenergie beschritten.

Auch die feste Biomasse kann verstärkt zur Bereitstellung von Regelenergie beitragen. Um die technischen Voraussetzungen zu ermitteln, die es Betreibern von Biomasse(heiz)kraftwerken erlauben am Regelenergiemarkt teilzunehmen, hat die Deutsche Gesellschaft für Abfallwirtschaft (DGAW e.V.) in Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) einen Fragebogen entwickelt, versendet und ausgewertet.

1.1. Beschreibung der Regelleistung

Die Regelleistung wird durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) abgefordert und kann durch verschiedenste Stromerzeugungsanlagen und Stromverbraucher bereitgestellt werden. Die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung muss von den ÜNB durch eine Ausschreibung gedeckt werden, an der verschiedene präqualifizierte Anbieter ihre freie bzw. flexible Kraftwerksleistung gegen die Vergütung eines Leistungs- und Arbeitspreises zur Verfügung stellen.

Unterschieden wird zwischen der positiven Regelleistung, also das Hochfahren bzw. das Abschalten von Lasten einer Anlage auf die im Rahmen der Ausschreibung angebotene Leistungsgröße und negativer Regelleistung, also Leistungsabsenkung bzw. Zuschalten von Lasten auf den im Rahmen der Ausschreibung angebotenen Leistungswert.

Eine Beschränkung für die Teilnahme am Regelenergiemarkt ist die Größe der aktivierbaren Leistung. Durch das Pooling von Anlagen, also das gemeinsame Anbieten von Regelleistung durch verschiedene Anlagenbetreiber, können auch Anlagen Regelleistung anbieten, welche die geforderte Mindestgröße an elektrischer Leistung nicht erreichen. So können sich verschiedene Anlagen beispielsweise in einem virtuellen Kraftwerk zusammenschließen. Die Auswertung des von der DGAW in Kooperation mit dem BMU bereitgestellten Fragebogens kann die Möglichkeiten und Probleme von Biomasse(heiz)kraftwerken bei der Beteiligung am Regelenergiemarkt aufzeigen. Hierbei wird nur das Anbieten von Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung berücksichtigt, die nachfolgend kurz spezifiziert werden.

<u>Sekundärregelleistung</u>
Mindestgröße der bereitzustellenden Leistung 5 MW (Pooling von Einzelanlagen möglich)
Ausschreibungszeitraum: wöchentlich
Aktivierung der vermarkteten Leistung innerhalb von maximal 5 Minuten
Aktivierung erfolgt automatisch über eine Kommunikationsanbindung zum ÜNB
Vergütet werden ein Leistungspreis für die Bereitstellung von Leistung und ein Arbeitspreis für die erbrachte Regelarbeit.

<u>Minutenreserveleistung</u>
Mindestgröße der bereitzustellenden Leistung 5 MW (Pooling von Einzelanlagen möglich)
Ausschreibungszeitraum: täglich
Aktivierung der geforderten Leistung innerhalb von maximal 15 Minuten
Deaktivierung der Regelleistung innerhalb von maximal 15 Minuten
Aktivierung erfolgt automatisch über eine Kommunikationsanbindung zum ÜNB
Vergütet werden ein Leistungspreis für die Bereitstellung von Leistung und ein Arbeitspreis für die erbrachte Regelarbeit.

2. Anlagenbestand Biomasse(heiz)kraftwerke in Deutschland

In der neuesten Veröffentlichung des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ 2014) wird einschließlich thermo-chemischer Holzvergaser (ohne Mitverbrennungsanlagen) von einer Anzahl von 640 Biomasse(heiz)kraftwerken (inkl. der Annahmen für den Zubau von Holzvergaseranlagen) mit einer elektrischen Leistung von 1.537 MWel Ende 2013 ausgegangen.

Insbesondere im Anlagensegment <1 MWel ist, vor allem durch den Zubau von thermo-chemischen Holzvergasern, in den Jahren 2011 bis 2013 ein deutlicher Anlagenzuwachs zu verzeichnen. Demgegenüber ist der Leistungszuwachs eher als gering zu betrachten. Im Jahr 2013 wurden 131 Anlagen (kumulierte elektrische Leistung von 31 MWel) zugebaut, davon im Anlagensegment >1 MWel 5 Neuanlagen mit einer kumulierten elektrischen Leistung von 18 MWel. Für das Jahr 2014 ist mit 70-75 weiteren Anlagen mit knapp 42 MWel zu rechnen.

3. Repräsentativität der DGAW-Befragung

Mit den Mitgliedern der Verbände BBE Bundesverband Bioenergie e.V., BAV Bundesverband der Altholzaufbereiter e.V., HEF Holzenergiefachverband Baden-Württemberg e.V. und VDBH Verband deutscher Biomasseheizwerke e.V. sowie der DGAW-Datenbank lagen insgesamt 350 Kontaktadressen von Biomasse(heiz)kraftwerken, ohne thermo-chemische Holzvergaser, vor. Hiervon haben 314 Anlagen einen Fragebogen per E-Mail oder Postversand erhalten. Die Rücklaufquote beträgt 33 %, wobei 9% der Rückmeldungen keinen Fragebogen ausgefüllt haben, da die Anlagen noch nicht fertig gestellt oder derzeit außer Betrieb sind, vergleiche Tabelle 1.

Tabelle 1: Rücklauf der versendeten Fragebögen an Biomasse(heiz)kraftwerke in Deutschland

Gesamtbilanz Rücklauf erster Fragebogen	Anzahl
Anzahl erfasster Anlagen:	350
Anzahl Anlagen die Fragebogen erhalten haben (per E-Mail oder Post):	330
Anzahl Rückmeldugen mit Fragebogen:	95
Anzahl Rückmeldungen ohne Fragebogen:	9
Prozentual:	14,3 %
Anzahl Gesamtrückmeldungen:	104
Rücklaufquote:	33,1%

Um die Repräsentativität der Rückläufe des Fragebogens zu beurteilen, werden die Daten des DBFZ 2014 herangezogen, in denen die thermo-chemischen Holzvergaseranlagen enthalten sind und Ende 2013 von einem Bestand von 404 Biomasse(heiz)kraftwerken ausgegangen wurde (exklusive der Annahmen des Zubaus an Holzvergaseranlagen).

Die folgende Tabelle zeigt den Bestand der BMHKW, die installierte und die durchschnittliche installierte elektrische Leistung in den Bundesländern im Jahr 2013.

Tabelle 2: Regionale Verteilung der Biomasse(heiz)kraftwerke, Stand Ende 2013, DBFZ 2014

Bundesland	Anlagenzahl Biomasse HWK	Summe installierte el. Leistung	Durchschnittliche installierte el. Leistung
		MW_{el}	MW_{el}
Baden-Würtemberg	56	178	3,2
Bayern	136	248	1,8
Berlin	1	20	20,0
Brandenburg	25	178	7,1
Hamburg	2	22	10,9
Hessen	24	86	3,6
Mecklenburg-Vorpommern	11	50	4,5
Niedersachsen	21	141	6,7
Nordrhein-Westfalen	44	217	4,9
Rheinland-Pfalz	19	105	5,5
Saarland	5	7	1,4
Sachsen	23	95	4,1
Sachsen-Anhalt	14	81	5,8
Schleswig-Holstein	7	12	1,7
Thüringen	16	84	5,2
Summe[1]	404	1.524	3,8

[1] Biomasse-HWK-Bestand zum Ende des Jahres 2013 exkl. Annahmen des Zubaus an Holzvergaseranlagen (Stand: 05/2014)

Die folgende Tabelle 3 zeigt die Anzahl der Anlagen der Rückläufe der DGAW-Fragebögen sowie installierte und durchschnittliche installierte elektrische Leistung in den Bundesländern.

Tabelle 3: Regionale Verteilung der ausgefüllten DGAW-Fragebögen

Abgegebene DGAW-Fragebögen			
Bundesland	Anlagenzahl Biomasse HWK	Summe installierte el. Leistung	Durchschnittliche installierte el. Leistung
		MW_{el}	MW_{el}
Baden-Würtemberg	13	80	6,2
Bayern	29	97	3,6
Berlin	1	20	20,0
Brandenburg	5	52	10,3
Hamburg	1	20	20,0
Hessen	5	23	4,6
Mecklenburg-Vorpommern	3	15	5,0
Niedersachsen	5	87	17,5
Nordrhein-Westfalen	14	129	9,2
Rheinland-Pfalz	4	28	9,2
Saarland	2	4	2,0
Sachsen	4	34	11,4
Sachsen-Anhalt	2	8	3,8
Schleswig-Holstein	-	-	-
Thüringen	7	80	11,5
Summe	95	676	7,4

Insgesamt wurden von 95 BMHKW-Anlagen die ausgefüllten Fragebögen zurückgesendet, s. Tabelle 3. Dies entspricht einem Anteil an den 404 vom DBFZ 2014 ausgewiesenen Anlagen von 24 %. Demgegenüber beträgt der Anteil der Rückläufe an der installierten Leistung mit 676 MW_{el} 44 % von den 1.524 MWel. der 404 Anlagen. Dies ist auch an der durchschnittlich installierten Leistung erkennbar, die mit 7,4 MWel etwa das Doppelte der durchschnittlichen Leistung der 404 BMHKW von 3,8 MW_{el} beträgt.

Die folgenden Bilder 1 und 2 zeigen die prozentualen Anteile der Biomasse(heiz)kraftwerke in den Bundesländern an der Gesamtanzahl der 404 BMHKW Stand 2013 und an der Gesamtzahl der Rückläufe der DGAW-Fragebögen auf.

Abbildung 1: Prozentualer Anteil der Anlagen in den Bundesländern an den 404 BMHKW, Stand Ende 2013, exklusive Annahmen des Zubaus an Holzvergaseranlagen (DBFZ 2014)

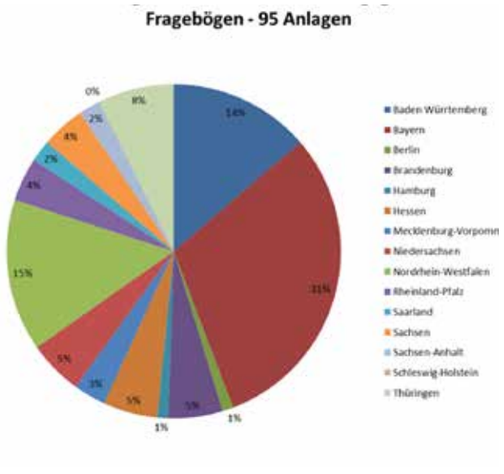


Abbildung 2: Prozentualer Anteil der Anlagen in den Bundesländern an den 95 BMHKW, die den ausgefüllten Fragebogen abgegeben haben

Ein Vergleich der prozentualen Verteilung der Anzahl der BMHKW auf die Bundesländer für die 404 Anlagen Stand Ende 2013 und der Rückläufe der DGAW-Fragebogen zeigt, dass die 3 Bundesländer mit den meisten Anlagen (Bayern, Nordrhein-Westfalen und Baden Württemberg) mit vergleichbaren Prozentsätzen bei den Rückläufen der Fragebögen vertreten sind. Das nächstfolgende Bundesland Thüringen ist mit 8% gegenüber 4 % bei der Gesamtzahl der Anlagen bei den Rückläufen stärker vertreten. Das folgende Bild 3 zeigt die installierte elektrische Leistung in den Bundesländern für die 404 BMHKW und den prozentualen Anteil der Rückläufe der DGAW-Fragebögen daran auf.

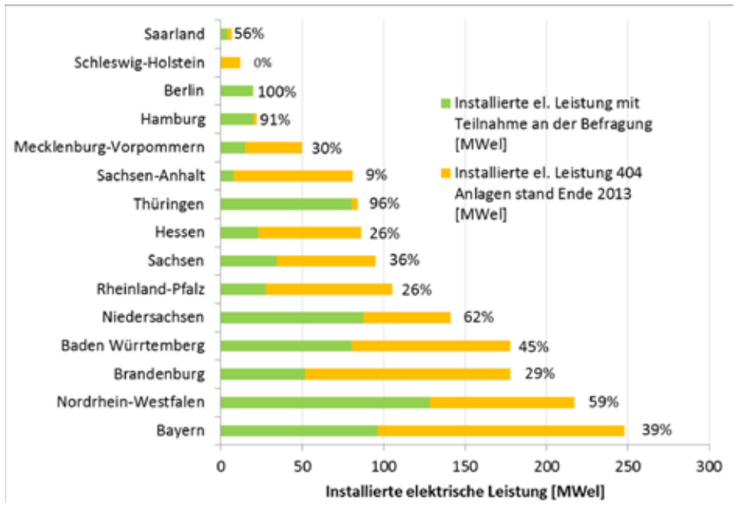


Abbildung 3: Installierte elektrische Leistung in den jeweiligen Bundesländern (DBFZ 2014) sowie Leistungsanteil der Biomasse(heiz) kraftwerke, die an der DGAW-Befragung teilgenommen haben.

Die BMHKW in den 4 Bundesländer (Bayern, Nordrhein-Westfalen, Baden Württemberg und Brandenburg) weisen zusammen rund 54% der installierten elektrischen Leistung auf. Bild 3 zeigt, dass 29 % – 59 % der elektrischen Leistung in den genannten Bundesländern durch die Rückläufe der DGAW-Fragebögen erfasst werden konnten. Insgesamt wird dadurch eine gute Repräsentativität erreicht.

Das DBFZ hat 2013 bei einer versendeten Anzahl von 391 Fragebögen mit 96 ausgefüllten Fragebögen eine Rücklaufquote von 25 % erreicht und 2014 bei einer versendeten Anzahl von 430 Fragbögen mit 97 ausgefüllten Fragebögen eine Rücklaufquote von 23 % erreicht (DBFZ 2013 und DBFZ 2014).

4. Auswertung der Fragebögen

4.1. Allgemeine Daten

Alle folgenden Angaben beziehen sich auf die 95 ausgewerteten Anlagen.

In Bild 4 sind die Anlagen in Bezug auf ihr Inbetriebnahmejahr dargestellt. Es wird neben der Verteilung aller Anlagen auch die Verteilung der Anlagen mit Regelenergieangebot bezogen auf die gesamte Anzahl der Anlagen dargestellt.

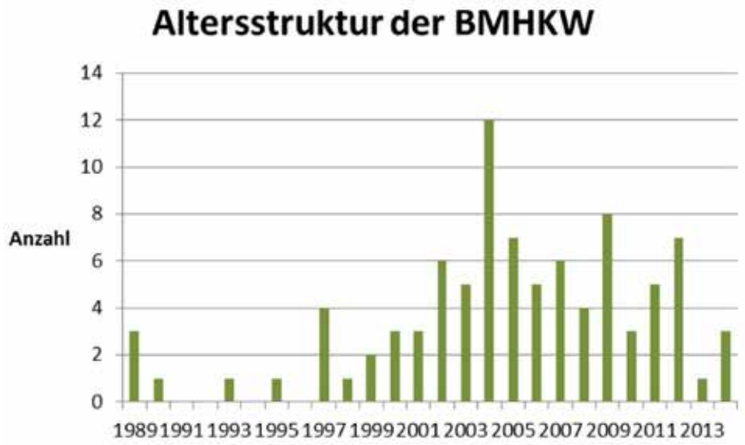


Abbildung 4: Verteilung Inbetriebnahmejahr der Anlagen, auf Basis der 95 erfassten Fragebögen

In Bild 5 sind die Anlagen geordnet nach ihrer elektrischen Leistungsgröße dargestellt. Es werden die Gesamten Anlagen sowie die Anlagen mit Regelenergieangebot anteilig an der Gesamtmenge der Anlagen dargestellt.

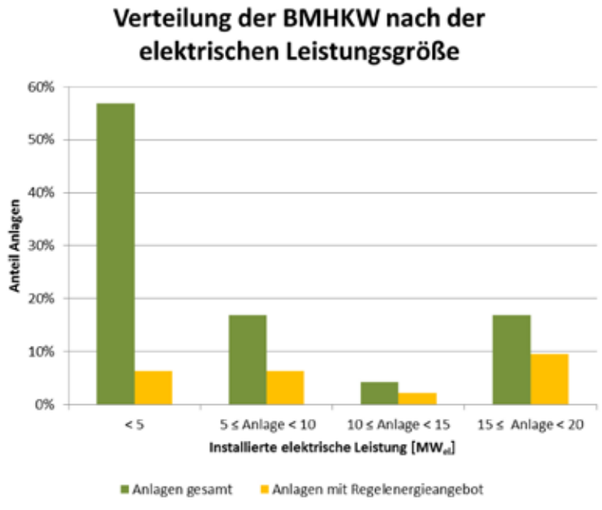


Abbildung 5: Verteilung elektrische Leistungsgröße der Anlagen

4.2. Auswertung BMHKW mit Anbietung von Regelenergie

Insgesamt nehmen 28 der 95 Biomasse(heiz)kraftwerke am Regelenergiemarkt teil, entsprechend 29,5 % der gesamten Anlagen. Weitere 10 Anlagen bereiten ein Regelenergieangebot vor, entsprechend 10,5 % der gesamten Anlagen. Wie in Bild 5 zu sehen, ist der Anteil der BMHKW, die am Regelenergiemarkt teilnehmen, bei den Anlagen mit hoher Leistungsgröße zwischen 15 und 20 MWel besonders hoch, während bei den kleineren Leistungsgrößen ein geringerer Anteil der Anlagen am Regelenergiemarkt teilnimmt.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Rückmeldungen der BMHKW mit Regelenergieangebot:

Tabelle 4: Auswertung der Fragebögen von Biomasse(heiz)kraftwerken mit Regelenergieangebot

Bilanz Anlagen mit Regelenergieangebot	
Anzahl Rückmeldungen mit Fragebogen	95
Anzahl Anlagen mit derzeitigem Regelenergieangebot	28
Anteil mit Regelenergieangebot	29,5 %
Anlagen mit Zusatz-Investitionen	13
Anteil Anlagen mit Zusatz-Investitionen	46,4 %
Bereich der Investitionskosten pro Anlage	0,01 bis 0,05 Mio. Euro
Anzahl Anlagen mit Minutenreserveleistung:	20
Prozentueller Anteil von Regelenergieanbietern	71,4 %
Anzahl Anlagen mit Sekundärregelleistung:	5
Prozentueller Anteil von Regelenergieanbietern	17,9 %
Anzahl Anlagen mit MRL und SRL	3
Prozentueller Anteil von Regelenergieanbietern	10,7 %
Anzahl Anlagen in Vorbereitung für Regelenergieangebot	10
Prozentualer Anteil von Gesamtrückmeldung:	10,5 %

Alle BMHKW, die Regelenergie anbieten, stellen negative Regelleistung bereit, einige Anlagen zusätzlich positive Regelenergieleistung. 71 % dieser Anlagen bietet Minutenreserveleistung (MRL) an, 18 % sind auf dem Sekundärregelleistungsmarkt (SRL) aktiv und 11 % bieten sowohl MRL als auch SRL an. Die bereitstellenden Anlagen wurden zwischen 1996 und 2014 in Betrieb genommen. Die nominale elektrische Leistung der einzelnen Anlagen liegt zwischen 1,6 MW_{el} und 20 MW_{el}, wobei die bereitgestellte Regelenergieleistung 20 % bis 88,5 % der nominalen elektrischen Leistung der Anlage beträgt.

46 % der Anlagen haben zusätzliche Investitionen getätigt, um Regelenergie anbieten zu können. Diese betragen zwischen 10 000 und 50 000 Euro pro Anlage. Investiert wurde in regelungstechnische Maßnahmen.

Die Regelenergie anbietenden BMHKW besitzen als Feuerungsart Rostfeuerungen mit Stößelbeschickung oder Wurfradbeschickung. Es sind aber auch zirkulierende Wirbelschichten vertreten, wobei die Rostfeuerung mit Stößelbeschickung mit 61 % den größten Anteil ausmacht. 61 % der Regelenergie anbietenden Anlagen verwenden einen Wasserrohrkessel, 4 % einen Naturumlaufkessel, 7 % einen Trommelkessel und 7 % einen Thermoölkessel. Die Entnahmekondensationsturbine ist mit 50 % in den Anlagen mit Regelenergieangebot am häufigsten vertreten. Es werden aber auch Kondensations-, Gegendruck- oder ORC-Turbinen verwendet. In einem weiterführenden Fragebogen wurden 60 % der Anlagen mit Regelenergieangebot telefonisch zu ihren Erfahrungen auf dem Regelenergiemarkt und der konkreten technischen Umsetzung zur Bereitstellung von Regelenergie befragt.

Das erste der befragten BMHKW nimmt seit Februar 2012 erfolgreich am Regelenergiemarkt teil. Jeweils 50 % der telefonisch befragten Anlagen, die derzeit Regelenergie anbieten, bieten MRL und SRL an. Wobei 2/3 der Anlagen, die derzeit SRL bereitstellen, zunächst Erfahrungen mit dem Anbieten von MRL gesammelt haben.

Viele Anlagen bieten Regelenergie in einem Pool mit anderen Anlagen an. Daher wird meistens erst in der Abrechnung deutlich wie oft an den Ausschreibungen teilgenommen wurde. Die Abrechnungen lagen zum Zeitpunkt der Befragung noch nicht vollständig vor. Aus den Aussagen der Befragten lässt sich schließen, dass ein BMHKW täglich am Ausschreibungsverfahren teilnimmt, soweit die Anlage in Betrieb ist. Zum Abruf von MRL und SRL sagen die Erfahrungen, dass dieser bisher maximal zwei Mal pro Monat erfolgte. Die Dauer des kürzesten Abrufes bei der MRL liegt bei 2 bis 3 Minuten und der längste Abruf bei 4 Stunden. Bei der SRL liegen noch nicht ausreichend Erfahrungen vor.

Bezüglich der technischen Umsetzung zur Regelenergiebereitstellung lassen sich aus der Befragung folgende Aussagen treffen. Eine Feuerung mit Wurfradbeschickung ist in der Lage die Lasteinsenkung über Reduzierung der Brennstoffmenge umzusetzen. Alle anderen befragten Anlagen, die über andere Feuerungsarten verfügen, reduzieren die Dampfmenge auf die Turbine durch eine Turbinenumfahrung unter Nutzung vorhandener Wärmesenken wie z.B. Fernwärmenetze.

4.3. Auswertung BMHKW ohne Anbietung von Regelenergie

Insgesamt sind 57 Biomasse(heiz)kraftwerke ohne bzw. ohne Vorbereitung eines Regelenergieangebotes. Dies entspricht einem Anteil von 60 % an der Gesamtzahl der Anlagen. Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht aus welchen Gründen Anlagenbetreiber keine Regelenergie anbieten und wie viele der Anlagenbetreiber dennoch eine Möglichkeit sehen Regelenergie bereitzustellen:

Tabelle 5: Gründe für die Nichtteilnahme am Regelenergiemarkt der Anlagenbetreiber sowie jeweilige Anzahl der Betreiber die Nachrüstmaßnahmen zur Teilnahme für möglich halten

	Anzahl der Nennungen	Nachrüstmaßnahmen für Regelenergiemarkt möglich
Elektrische Leistungsgröße der Anlage nicht ausreichend	12	6
Wärmegeführte Fahrweise	12	5
Zeitrahmen für die Realisierung des Abrufes bzgl. Minutenregelleistung u/o Sekundärregelleitung kann nicht eingehalten werden	9	3
keine Anbindung an virtuelles Kraftwerk nachgefragt	5	1
Prozedere unklar/zu aufwendig	7	7
Vergütung zu gering	10	5
Prozesswärme wird für Produktion benötigt / 100% Eigenenergiebedarf	6	1
EEG Einspeisung/Direktvermarktung EVU / Direktvermarktung	3	-
Anlage müsste regelungstechnisch ertüchtigt werden	1	1

Thermoöl schwer regelbar	1	-
Verschleiß der Anlage unverhältnismäßig	1	-
Schwankender Brennstoff	1	-
nur Heizwerk	1	-

Von den 57 Anlagen ohne bzw. ohne Vorbereitung eines Regelenergieangebotes sind etwa 50 % technisch dazu fähig Regelenergie anzubieten oder sehen sich durch Nachrüstmaßnahmen dazu in der Lage. Die Maßnahmen zur Ertüchtigung der Anlagen erfordern Investitionen in Höhe von 5.000 – 100.000 Euro für Regelungstechnik und zwischen 100.000 und 10 Mio. Euro für weitere technische Maßnahmen. In der folgenden Tabelle werden Maßnahmen und deren Investitionskosten aufgeführt, welche von den Anlagenbetreibern genannt wurden, um eine Teilnahme am Regelenergiemarkt zu erreichen:

Tabelle 6: Maßnahmen um Biomasse(heiz)kraftwerke zur Teilnahme am Regelenergiemarkt zu ertüchtigen und die dafür geschätzten erforderlichen Investitionskosten

	Anzahl der Nennungen	Investitionskosten [Mio. €]
Änderung der Regelung (Softwareerweiterung, Fernwirksamkeit / Anpassung Leittechnik, Automatisierung / Regelung Kesselturbine, Wasser-Dampfsystem)	9	0,005 - 0,5
größerer Wärmespeicher	5	0.1 - 1,2
Erweiterung auf Kondensationsbetriebsmöglichkeit (Luko)	1	10
geänderter Wärmebedarf beim Kunden	1	-
Organisationsabgabe	1	-
Stromsenke	1	1
Gasspeicher	1	k.A.

Daraus folgt, dass mit Hilfe von Investitionen in regelungstechnische und sonstige technische Maßnahmen der Anteil der Biomasse(heiz)kraftwerke, welche am Regelenergiemarkt teilnehmen von 29 % auf etwa 50 % gesteigert werden könnte, vorausgesetzt, dass die Hinderungsgründe der Betreiber wie unklares Prozedere und zu geringe Vergütung ausgeräumt werden können.

5. Literatur

(DBFZ 2012). Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), März 2012.

(DBFZ 2013). Stromerzeugung aus Biomasse 03MAP250. Zwischenbericht. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), 15.06.2013.

(DBFZ 2014) Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben II A Biomasse), Zwischenbericht Juni 2014, Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), 27.06.2014

Andreas Frömmel

Brennstoffzellen - eine hocheffiziente, flexible KWK-Anlage zur Nutzung von Biomethan und Synthesegas

Text lag bei Redaktionsschluss nicht vor.

Lisann Krautzberger (NEXT Kraftwerke)

Virtuelle Kraftwerke - was können Sie leisten?

Lisann Krautzberger
Next Kraftwerke GmbH
Lichtstr. 43g, 50825 Köln
krautzberger@next-kraftwerke.de

Die meisten Biogasanlagen wurden bisher entsprechend der Förderanreize des EEG auf eine möglichst hohe Anlagenauslastung ausgelegt und dahingehend optimiert. Aufgrund der stetig zunehmenden, fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen besteht ein wachsender Bedarf an flexibler Stromerzeugung und Schwankungsausgleich für das Stromnetz. Die Bereitstellung dieser Flexibilität wird nicht nur an den Strom- und Regelenergiemärkten vergütet, darüber hinaus wurde durch die Einführung der Flexibilitätsprämie im EEG insbesondere der zukünftige Weg für Biogasanlagen weg vom Grundlastkraftwerk hin zum flexibel einsetzbaren Speicherkraftwerk aufgezeigt.

Eine bedarfsgerechtere Stromerzeugung aus biogenen Quellen bietet nicht nur die Möglichkeit die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien auszugleichen und die Netzsicherheit zu erhöhen, sondern auch zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften. Neben der flexiblen Bereitstellung von Wirkstrom übernehmen Biogasanlagen Systemverantwortung durch die Bereitstellung von Regelenergie für die Netzstabilität. Der Wert der Flexibilität einer Biogasanlage entsteht durch den Optionscharakter des Biogasspeichers: der Einsatz erfolgt nach Marktsignalen!

Virtuelle Kraftwerke bieten durch die intelligente Vernetzung im Poolkonzept dezentralen Erzeugungseinheiten, wie Biogasanlagen, die Möglichkeit zur Stabilität des Stromnetzes beizutragen und Zusatzerlöse als Marktteilnehmer zu generieren. Im Virtuellen Kraftwerk wird die Flexibilität der Anlagen optimal genutzt, was nicht nur einen Gewinn für die Betreiber sondern zugleich einen Vorteil für das bundesdeutsche Stromnetz im Sinne der Versorgungssicherheit bedeutet. Virtuelle Kraftwerke tragen damit maßgeblich zur Markt- und Systemintegration von Erneuerbaren Energien bei.

Drei Kernbotschaften

1. Kurzfristige Flexibilität im Strommarkt wird immer wichtiger: Insbesondere Biogas kann Kapazitätslücken füllen und Regelenergie bereitstellen
2. Die reine Grundlastproduktion von Biogas verliert an Bedeutung, hierfür sind die Kosten der Stromerzeugung auch zu hoch
3. Virtuelle Kraftwerke sind ein Beitrag von Marktmechanismen im Einsatz gegen zunehmende Regulierung im Strommarkt

Volker Aschmann (Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, LfL)

Einflussfaktoren auf die Effizienz von Biogasanlagen

Volker Aschmann, Dr.-Ing. Mathias Effenberger
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Vöttinger Str. 36, 85354 Freising
volker.aschmann@LfL.bayern.de, mathias.effenberger@LfL.bayern.de

Schlagwörter: Biogas, Anlagentechnik, Effizienz, Produktivität, Nutzungsgrad

Die Prozesskette der Produktion und Verwertung von Biogas ist komplex und von vielfältigen Einflussfaktoren geprägt. Der Begriff der „Anlageneffizienz“ wird häufig ohne eindeutige Definition verwendet, obwohl es vielfältige Methoden bzw. Indikatoren zur Berechnung der Effizienz von Biogasanlagen gibt [1]. In diesem Beitrag wird unter dem Begriff der Anlageneffizienz die Prozesskette von der Beschickung bis zur Biogasverwertung betrachtet. Gleichwohl ist festzuhalten, dass insbesondere beim Einsatz von Energiepflanzen in den vorgelagerten Produktions- und Lagerungsprozessen im ungünstigen Fall Verluste auftreten können, die betragsmäßig die mögliche Variabilität der Anlageneffizienz übersteigen.

1. Einflussfaktoren auf die Anlageneffizienz

Ausgangspunkt der vorliegenden Betrachtung sind die Einsatzstoffe für die Biogasproduktion, deren Beschaffenheit ein wesentlicher Faktor für die Anlageneffizienz ist. Bei der Entnahme aus dem Silo sollte genügend Vorschub bei möglichst kleiner Anschnittfläche erzeugt werden, um die Lagerungsverluste gering zu halten. Der Aufschluss langfaseriger Einsatzstoffe (z. B. Grassilage) oder von Biomasse mit hohem Lignocellulose-Anteil (z. B. Stroh, Grünschnitt) vor der Einbringung oder innerhalb der Gärstrecke kann sich energetisch für den Fall lohnen, dass der Energiebedarf für das Aufschlussverfahren durch eine Verringerung des übrigen Prozessenergiebedarfs überkompensiert wird. Eine Steigerung der Methanausbeute ist dann zu erwarten, wenn die Verweilzeit in der Gärstrecke für den weitgehenden Abbau dieser Einsatzstoffe limitierend ist.

Die Bewertung der Methanausbeute gestaltet sich methodisch schwierig. Um die Methanausbeute der Einsatzstoffe für eine bestimmte Biogasanlage zu berechnen, sind neben einer exakten Massenerfassung und einer reproduzierbaren Analytik eine Erfassung der Biogasrate sowie eine Gasanalyse erforderlich. Die sich ergebende Unsicherheit für den Wert der Methanausbeute ist in der Regel deutlich größer als die durch einen Substrataufschluss avisierte Steigerung der Methanausbeute. Für einen horizontalen Vergleich der Methanausbeuten kann auf Referenzverfahren zurückgegriffen werden, die allerdings ebenfalls mit einer großen Unsicherheit behaftet sind. Wesentlich genauer sind Maßzahlen, die sich auf den Brennwert oder die Elementaranalyse der Einsatzstoffe beziehen. Diese haben jedoch keinen Bezug zur theoretischen biologischen Abbaubarkeit.

Die Fehlerkette lässt sich verkürzen, wenn für die Biogasanlage elektrizitätsbasierte Effizienzkennzahlen wie beispielsweise der spezifische Strombedarf, der Eigenstrombedarfsanteil oder die Stromausbeute ermittelt werden.
Am Ende der hier betrachteten Prozesskette steht die Verwertung des Biogases im Blockheizkraftwerk (BHKW) zur Bereitstellung von Elektrizität und Wärme. Der über die Lebensdauer gemittelte elektrische Nutzungsgrad des BHKW ist ein wesentlicher Einflussfaktor für die Anlageneffizienz (und die Wirtschaftlichkeit) und lässt sich durch eine entsprechend sorgfältige Wartung in Verbindung mit einer effektiven Biogasreinigung deutlich positiv beeinflussen [2].

2. Erkenntnisse aus dem Monitoring von Biogasanlagen in Bayern

Im Vortrag berichten wir von der Anwendung verschiedener Kennzahlen für die innerbetriebliche und vergleichende Bewertung der „Effizienz“ im Rahmen unserer Forschungsaktivitäten auf landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Bayern [3],[4]. Unseren Schwerpunkt legen wir hierbei auf die Auswahl geeigneter „Effizienzkennzahlen“ für die systematische Analyse von Repowering-Maßnahmen. Eine Antwort auf die Frage, was die Bioenergie bezahlbar macht, kann hiermit natürlich nicht gegeben werden. Der Anlagenbetreiber mag jedoch wertvolle Hinweise erhalten, wie er den Betrieb seiner Biogasanlage kosteneffizienter gestalten kann.

3. Literatur

[1] Havukainen J, Uusitalo V, Niskanen A, Kapustina V, Horttanainen M. Evaluation of methods for estimating energy performance of biogas production. Renewable Energy 66 (2014) 232-240
[2] Aschmann V, Effenberger M. Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades Biogas betriebener BHKW über die Betriebsdauer. Abschlussbericht an das Bayerische Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (FKZ: K/08/01), Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Freising 2012, 61. S. [http://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/ilt/dateien/bhkw_wirk_endbericht_k-08-01.pdf]
[3] Effenberger M, Bachmaier H, Kränsel E, Lehner A, Gronauer A. Wissenschaftliche Begleitung der Pilotbetriebe zur Biogasproduktion in Bayern. Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, Nr. 1/2010, Freising, ISSN 1611-1459, 166 S.
[4] Ebertseder F, Kissel R, Lehner A, Rivera Gracia E, Bachmaier H, Effenberger M. Monitoring und Dokumentation von Praxis-Biogasanlagen. Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, Nr. 8/2012, Freising, ISSN 1611-1459, 113 S.

Dr. Volker Lenz (DBFZ)

Zukunftsweisende Einbindung von Bioenergie in Strom- und Wärmesysteme am Beispiel der Festbrennstoffnutzung

Dr.-Ing. Volker Lenz, Daniel Büchner
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
volker.lenz@dbfz.de, daniel.buechner@dbfz.de

Schlagwörter: Flexible Bioenergienutzung, Integration von Bioenergie, Erneuerbare Energien, Festbrennstofffeuerungen

Biomasse ist ein erneuerbares aber begrenztes Gut, das zunehmend nachgefragt wird. Aufgrund vielfältiger Nutzungsoptionen bestehen erhebliche Nachfragekonkurrenzen, die weiterhin an Bedeutung gewinnen. Der Ausbau der Bioenergienutzung in Deutschland kann nicht im gleichen Tempo wie bisher fortgesetzt werden. Anstatt eines vollständigen Ausbaustopps sollte jedoch die Transformation zu einer intelligenteren Nutzung der vorhandenen Bioenergiepotenziale angestrebt werden. Hierbei sind entsprechende technologische und ökonomische Abwägungen zu berücksichtigen, um die zielführendsten Maßnahmen und Entwicklungspfade zu identifizieren und in der Forschung und Entwicklung voranzutreiben.

Es wird zu einer Entwicklung kommen müssen, die von einer mengenorientierten eher grundlastseitigen Bioenergienutzung zu einer deutlichen Flexibilisierung der Nutzung und im nächsten Schritt auch zu einer intelligenten Vernetzung mit anderen erneuerbaren Energien, der Nachfrageseite und der stofflichen Nutzung der Biomasse führt. Am Beispiel der Weiterentwicklung von Festbrennstofffeuerungen wird diese Entwicklung beleuchtet. Dabei könnte insbesondere eine intelligente stromproduzierende Heizung (SmartBiomassHeat) zu einer interessanten Option in Deutschland werden.

1. Einführung

Hintergrund. Bioenergie ist trotz rasanter Entwicklung im Wind- und PV-Bereich derzeit die wichtigste erneuerbare Energieform weltweit. Auch in Deutschland stammen Ende 2013 rund 75% des erneuerbaren Primärenergieverbrauchs aus Biomasse. Während sich der Wärmeverbrauch im letzten Jahrzehnt ausgehend von einem bereits hohen Ausgangsniveau nicht ganz verdoppelt hat, hat sich die Bereitstellung von Strom aus Biomasse etwa versechsfacht [1],[2].

Insgesamt ist die Nachfrage nach Biomasse und hier insbesondere Holz für energetische Zwecke deutlich gestiegen, sodass mittlerweile mehr Holz aus dem heimischen Einschlag energetisch genutzt wird, als in die stoffliche Verwendung gelangt [3].

In Verbindung mit den Herausforderungen des Klimaschutzes, die letztlich auch einen verstärkten Einsatz nachwachsender Rohstoffe in der stofflichen Nutzung erfordern, hat diese Entwicklung zu zunehmenden Nachfragekonkurrenzen geführt, die u.a. zu einem Anstieg der Holzpreise, aber auch zu einer wachsenden Diskussion um Nachhaltigkeitsstandards geführt haben [4]

Insgesamt hat sich in Deutschland die öffentliche Meinung derart gewandelt, dass die Bioenergienutzung in vielen Bereichen unter Rechtfertigungsvorbehalt steht. Dies ist nicht zuletzt eine Konsequenz des starken quantitativen Ausbaus der letzten Dekade. Es stellt sich somit die Frage, wie eine zukunftsweisende Nutzung und Einbindung von Bioenergie in Strom- und Wärmesysteme aussehen sollte.

Rahmenbedingungen. Der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien hängt maßgeblich von den durch die Politik gesetzten Rahmenbindungen ab. So wurde und wird der Ausbau der Strombereitstellung aus Biomasse ganz

wesentlich vom Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) mit seinen festen Einspeisetarifen und der Abnahmegarantie bestimmt. Abbildung 1 zeigt beispielhaft am Ausbau der Festbrennstoff-Kraftwerke, wie sich Anpassungen des EEG mit geringer zeitlicher Verzögerungen in einer Änderung der Neuinstallationen ausgewirkt haben.

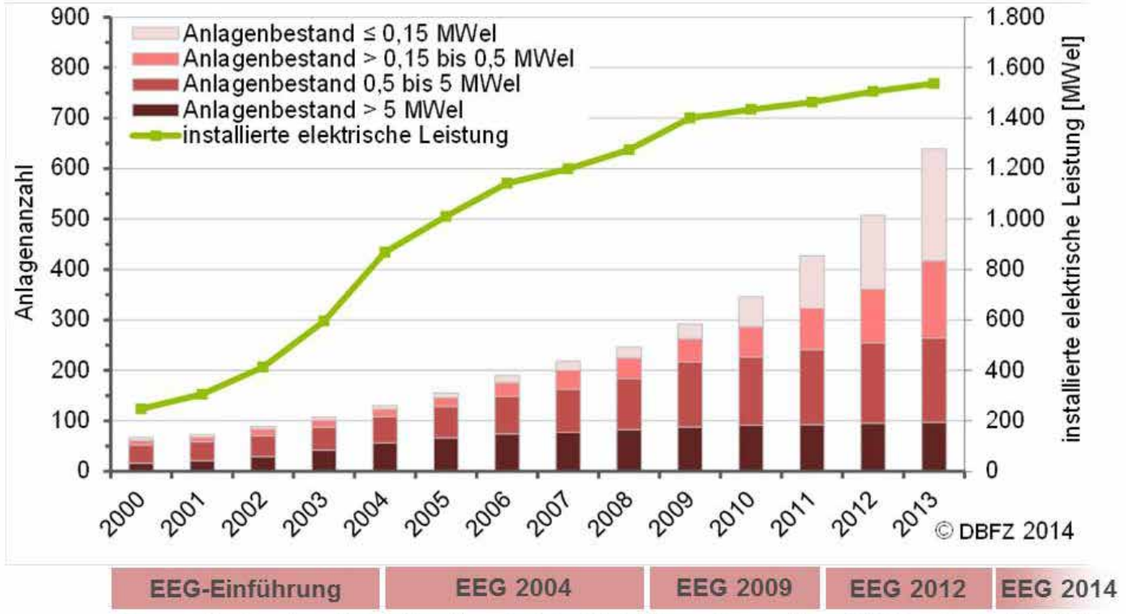


Abbildung 1: Entwicklung der insgesamt installierten Biomasse-Kraftwerke und –Kraftwerksleistungen (Deutschland) von 1990 bis 2012 in Korrelation zu Änderungszeitpunkten des EEG [5]

Mit der in 2014 beschlossenen Novellierung haben sich die förderpolitischen Rahmenbedingungen im EEG für die Verstromung fester Biomasse weiter verschlechtert, sodass sich der schon in den Vorjahren niedrige Zubau weiter abschwächen wird. Festbrennstoffverstromungsanlagen sind vergleichsweise kostenintensiv und wurden daher stets so ausgelegt, dass sie möglichst viele Vollbenutzungsstunden aufweisen. Dies führt zu einer Fahrweise nah am Anlagenmaximum mit einem maximal möglichen Biomassedurchsatz je Anlage.

Die letzte EEG-Novelle hat im Bioenergiebereich zwei primäre Ziele verfolgt, zum einen die Senkung der Umlage für erneuerbare Energien durch eine Reduzierung der Vergütungssätze und zum anderen die Flexibilisierung der Erzeugung – möglichst in Verbindung mit einem sinkenden Biomasseeinsatz. Für Festbrennstoff-Kraftwerke bedeutet dies, dass für die Reduzierung der spezifischen Gestehungskosten für den erzeugten Strom noch höhere Vollbenutzungsstunden anzustreben sind. Gleichzeitig widerspricht dies dem Ansatz zur Flexibilisierung und zur Senkung des Biomasseeinsatzes.

Für den Wärmebereich sind einige andere Regelungen von besonderer Bedeutung. So fordert das EEWärmeG im Neubau und bei der Sanierung öffentlicher Gebäude gewisse Mindestanteile an erneuerbaren Energien oder als Ersatzmaßnahme unter anderem verstärkte Dämmmaßnahmen, die über den jeweiligen Stand der Energieeinsparverordnung (EnEV) deutlich hinausgehen. Die geforderten Mindestanteile ermöglichen die Errichtung bivalenter Systeme, bestehend aus mehreren Wärmeerzeugern. Während dies bei solarthermischen Anlagen eine sinnvolle Herangehensweise ist und die Gesamtkosten in Kombination mit einem fossilen Energieträger begrenzt, sind gerade im kleineren Leistungsbereich bivalente Anlagen (z.B. aus Gastherme und Holzpelletkessel) gegenüber einem

monovalent betriebenen Heizungssystem ökonomisch häufig nicht konkurrenzfähig.

Im Unterschied zur Strombereitstellung ist die Wärmebereitstellung aus Biomasse grundsätzlich deutlich weniger von finanziellen Hilfen abhängig. Bivalente Lösungen mit mehr als 300 bis 400 kW Holzkesselleistung sind vielfach bereits ohne oder nur mit geringen Investitionskostenzuschüssen wirtschaftlich darstellbar. Daneben wird im privaten Sektor der eigene Arbeitsansatz häufig nicht monetär bewertet, sodass sich dadurch ökonomische Vorteile für Einzelraumfeuerstätten und Stückholzkessel ergeben. Darüber hinaus wird die Wirtschaftlichkeit durch den privaten Anwender häufig nicht detailliert überprüft, sodass hier bereits kleine Förderanreize für eine positive Investitionsentscheidung ausreichen können.

Dahingegen hat die Diskussion um die Umsetzung der 2.Stufe der 1.BImSchV [6] mit der deutlichen Verschärfung der Grenzwerte[1] zu einer deutlichen Verunsicherung der Marktteilnehmer geführt. Es ist davon auszugehen, dass die erhöhten Wartungs- und Bedienungskosten[2] in Verbindung mit dem häufig notwendigen Einsatz von Sekundärmaßnahmen zu einer Steigerung der Wärmegestehungskosten von Kleinfeuerungsanlagen führt. Dadurch ist gerade im kleinen Leistungsbereich unterhalb von 150 kW ein Rückgang des Zubaus von Biomassefeuerungsanlagen zu erwarten. Erleichterungen bezüglicher dieser Vorgaben sind auf Gesetzesebene nicht zu erwarten. Allenfalls könnten gewisse Auslegungsentscheidungen zumindest vorübergehend die Umsetzung erleichtern.

Mittelfristig wird die Wärmeversorgung im Gebäudeneubau und in vielen Fällen auch im Sanierungsfall zusätzlich durch die gesetzlich vorgegebene Reduzierung des Gebäudewärmebedarfs und die verstärkte Einbindung anderer erneuerbarer Energien, wie Solarthermie, oberflächennahe Geothermie sowie Überschussstrom aus erneuerbaren Quellen, beeinflusst werden.

Insgesamt stellt sich also die Herausforderung, immer kleinere Wärmemengen und diese immer flexibler bereitstellen zu müssen. Damit verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit der reinen Biomassefeuerung aufgrund verschiedener Effekte. Zum einen wird die benötigte Kesselleistung kleiner (mit nur geringen Auswirkungen auf die Investitionskosten) und zum anderen sinken die jährlichen Vollbenutzungsstunden der Anlagen. Beides führt zu einem Anstieg der Gestehungskosten pro Kilowattstunde Wärme. Außerdem steigen die Emissionen bei höherer Flexibilität im Betrieb tendenziell eher an, sodass die geforderten Grenzwerte nur mit zusätzlichen kostenintensiven Maßnahmen (z.B. Nachrüstung von Abscheidern) sicher einzuhalten sind.

Diese Entwicklungen erhöhen den Druck auf die Hersteller, die angebotenen Systeme weiter zu optimieren und zusätzliche vergütungsfähige Dienstleistungen anzubieten.

2. Herangehensweise und Methoden

Zur Entwicklung einer Strategie für eine zukunftsweisende Nutzung und Einbindung von Bioenergie in Strom- und Wärmesysteme sind zunächst die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen zu erfassen und zu analysieren sowie im Hinblick auf anstehende Änderungen zu prüfen und dann hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Bioenergie zu bewerten. Hierzu wird eine möglichst umfassende Marktkenntnis benötigt: Nutzungsvarianten und -konzepte, Zahl der jeweils installierten Anlagen und deren Nutzungshäufigkeit, wirtschaftliche Situation der Anlagen, Brennstoffverfügbarkeit und -preise, Wirkzusammenhänge zwischen den Anlagenzahlen und deren Nutzung einerseits und den politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen und deren Änderungen andererseits. Hierzu sind umfangreiche Datenbanken zu pflegen und regelmäßig zu aktualisieren und dann im Hinblick auf die Veränderungen zu analysieren. Um die Wirkzusammenhänge zu erforschen sind entsprechende Marktmodelle zu erarbeiten, die mittels der in der Vergangenheit stattgefundenen Ereignisse und Marktveränderungen zu validieren sind.

1 Für nach dem 1.1.2015 neuinstallierte Holzpellet- und Holzhackschnitzelkessel mit einer Nennleistung unter 1 MW ist im Zuge wiederkehrender Messungen ein Staubgrenzwert von 0,02 g/m³ im Norm bei 13% Bezugssauerstoff einzuhalten

2 Die nächste Stufe der Staubgrenzwerte kann voraussichtlich nur bei sehr gutem Wartungs- und Betriebszustand der Feuerung eingehalten werden

Ein wesentlicher Baustein sind dabei Wirtschaftlichkeitsanalysen für die verschiedenen Technologiegruppen und Anlagenarten. Mit der entsprechenden Marktkenntnis können daraus Änderungen im politischen und rechtlichen Umfeld in Mehrkosten der Anlagen bzw. des Anlagenbetriebs umgerechnet werden, sodass sich die Änderungen der Nutzenergiebereitstellung (Strom und/oder Wärme) ermitteln lassen. Durch den Vergleich Mehrkosten mit den bisherigen Kosten und den Kosten alternativer Energiebereitstellungsverfahren kombiniert mit den Marktmodellen lassen sich daraus die Auswirkungen auf den Absatz der Anlagen abschätzen.

Ausgehend von einer Status-Quo-Analyse können dann verschiedene Optionen zur gezielten Einflussnahme auf die Gestaltung des Energiesystems und/oder der Bioenergietechnologien untersucht und verglichen werden, um die zukunftsweisenden Konzepte zu identifizieren.

Dabei werden jeweils als erstes Kriterium die technische Machbarkeit, dann die Änderung der Kostensituation und schließlich die Auswirkungen auf das Energiesystem beleuchtet. Das DBFZ arbeitet derzeit in verschiedenen Projekten am Aufbau der notwendigen Datenbasis und der benötigten Modelle.

Im Rahmen dieses Papiers werden folgende Ansätze vergleichend betrachtet:
Für die Strombereitstellung aus Festbrennstoffen unter Berücksichtigung einer signifikanten Nutzung der gekoppelt erzeugten Wärme:

- Erhöhung der Vollbenutzungsstunden
- Flexibilisierung des Anlagenbetriebs
- Kapazitätsbereitstellung

Für die Bereitstellung von Wärme aus Festbrennstoffen:

- Kombination mit anderen erneuerbaren Energien (zum Beispiel Solarthermie)
- Flexibilisierung der Biomassenutzung und Ausgleich der Angebotsschwankungen von anderen erneuerbaren Energien (zum Beispiel zusätzlich zur Solarthermie auch Wärmepumpen)
- Intelligente Integration einer Mikro-KWK-Anlage für Festbrennstoffe als Regelenergie liefernde Heizung in ein System anderer erneuerbarer Energien (SmartBiomassHeat).

Der derzeitige Stand der Arbeit sowohl im Hinblick auf die Methodik als auch auf die Detailuntersuchung lässt noch nicht überall abschließende Einschätzungen zu, sodass die Ergebnisse im Folgenden noch eher qualitativ denn quantitativ dargestellt werden.

3. Ergebnisse der Analyse

Strom. Für die Strombereitstellung aus Festbrennstoffen gibt es derzeit zwei grundsätzliche am Markt etablierte Konzepte. Im Leistungsbereich von etwa 1 MWth aufwärts, wird die Biomasse verbrannt und dann direkt oder indirekt ein Wärmeträger (meistens Wasser) verdampft, der daraufhin einen Dampfkraftprozess antreibt in dessen Zuge Strom gewonnen wird. Parallel hat sich in den letzten drei Jahren ein Markt für kleine Holzvergaseranlagen etabliert, bei denen das gewonnene Holzgas einen Motor antreibt, der mittels angeschlossenen Generators Strom bereitstellt. Bei beiden Ansätzen können und werden nennenswerte Mengen an Abwärme ausgekoppelt und genutzt.

Ausgehend von beispielhaften Standardfällen in Form eines Holzvergaser-BHKW mit 30 kW elektrischer Leistung und einem Dampfkraftwerk mit 4 MW elektrischer Leistung wurden die in Tabelle 1 dargestellten Ergebnisse abgeleitet.

Tabelle 1: Analyseergebnisse im Strombereich für ein Vergaser-BHKW mit 30 kWel und ein Dampfkraftwerk mit 4 MWel [7]

Entwicklungs-ansatz	Anwendungs-bereich	Technische Machbarkeit	Ökonomische Auswirkungen	Auswirkungen auf das Energiesystem
Erhöhung der Vollbenutzungs-stunden	Dampfkraftwerk	heute bereits mit 7.500 h/a weitgehend ausgereizt, max. 10% möglich	Minderung der Strom-gestehungskosten um etwa 1 cent/kWh möglich	Grundlastproduktion wird weiter verfestigt
	Holzvergaser-BHKW	Bei derzeit 8.000 h/a keine nennens-werte Steigerung mehr möglich	-	-
Flexibilisierung des Anlagenbe-triebs	Dampfkraftwerk	technisch vor allem durch Leistungsva-riation zwischen 50 und 100 %; Sekung der Vollbenutzungs-stunden um rund 20%	Stromgestehungskosten steigen inkl. der Effizienzver-luste und der gestiegenen Betriebskosten um rund 3 cent/kWh	50 % der installierten Kraftwerkskapazität könnte kurzfristig an den Bedarf angepasst werden: rund 0,7 GW (Ende 2013)
	Holzvergaser-BHKW	mit Vorlauf von we-nigen Stunden bis zu 100% flexibilisier-bar: Senkung der Vollbenutzungsstun-den um 25%	Stromgestehungskosten steigen um rund 3 cent/ kWh	100% Leistungsanpassung möglich: 0,04 GW (Ende 2013)
Kapazitätsbe-reitstellung	Dampfkraftwerk	Start eines Biomas-se-HKW aus dem Stillstand würde mindestens ein bis zwei Tage dauern; Anlagen beste-hen i.R. nicht aus mehreren Blöcken, sodass das Personal komplett vorgehal-ten werden müsste.	Kraftwerke noch nicht abgeschrieben; Personal während Stillstand kaum einsetzbar; Brennstoffe wür-den teurer (Lieferoptionen); solange es Kohlekraftwerks-blöcke gibt, ökonomisch nicht empfehlenswert	Mit maximal 1,5 GW eher begrenzte Kapazität; Frage könnte nach Auslaufen der EEG-Förderperiode interes-sant werden.
	Holzvergaser-BHKW	Start innerhalb von wenigen Stunden möglich; Senkung der Vollbenutzungs-stunden auf 2.000 h/a	häufig in Wärmeverbund in-stalliert, sodass Wärme-Ba-ckup und Notkühlsystem oder Langzeitwärmespei-cher notwendig wird; Strom-gestehungskosten steigen um rund 40 cent/kWh	bisher nur 0,04 GW an Kapazität vorhanden

Tabelle 1 zeigt, dass die Weiterentwicklung der Strombereitstellungstechnologien aus fester Biomasse mittels thermo-chemischer Prozesse – unter der Zielsetzung verstärkt fluktuierende erneuerbare Energien im Stromsystem zu integrieren – sowohl an technische als auch an ökonomische Grenzen stößt. Grundsätzlich lassen sich Dampfkraftwerke, so sie denn mit geeigneten technischen Anlagen ausgestattet bzw. zu niedrigen Kosten nachgerüstet werden können, ausgehend von einer Grundleistungsabgabe von etwa 50% der Nennlast flexibel betreiben. Hierdurch könnten bis zu 0,7 GW an Leistung kurzfristig vom Netz genommen werden oder alternativ könnten

ausgehend von einem Betrieb bei 75 % der Nennleistung rund 0,3 GW an positiver und negativer Regelleistung bereitgestellt werden. Die Bereitstellung von Leistungskapazitäten als kalte Reserve wird für Biomasse-HKW erst nach Auslaufen der EEG-Förderung interessant (da dann i.R. auch die Kapitalkosten gedeckt sein sollten). Die Bereithaltung einer Notreserve auf dieser Basis dürfte jedoch mit einem deutlich höheren Aufwand verbunden sein als bei Kohle- oder Gaskraftwerken.

Für Holz-Vergaser-BHKW im kleinen Leistungsbereich ist eine flexiblere Bereitstellung von Strom gut vorstellbar. In jedem Fall wird die Flexibilisierung der Strombereitstellung jedoch zu weiter erhöhten Stromgestehungskosten führen. Letztlich muss hier eine Abwägung mit anderen Flexibilisierungsansätzen, wie Batteriespeicher oder Power-to-Gas-Konzepten, erfolgen.

Wärme. Die Wärmebereitstellung aus fester Biomasse kann grundsätzlich in drei Varianten unterschieden werden:

- Einzelraumfeuerstätten (Kaminöfen usw.)
- Monovalente Holzfeuerungskessel im Leistungsbereich bis ca. 150 kW
- Bivalente Holzfeuerungskessel als Grundlastkessel in Kombination mit Gas- oder Ölkessel

Neben diesen häufig anzutreffenden Grundvarianten gibt es in diesem Segment des Energiemarktes vielfältige weitere Optionen, die sich mehr oder weniger unterscheiden, die hier aber nicht weiter betrachtet werden sollen. Zudem wird ein nicht unerheblicher Anteil an Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsprozessen aus der Stromerzeugung unter Verwendung von fester Biomasse bereitgestellt. Diese wird hier auch nicht weiter betrachtet, da deren Einsatzoptionen bisher primär am Betriebskonzept der Strombereitstellung gebunden sind.

Da sich viele der betrachteten Optionen noch in der technischen Entwicklung befinden, sind die Ergebnisse in der folgenden Tabelle vor allem qualitativer Art.

Tabelle 2: Analyseergebnisse im Wärmebereich für Einzelraumfeuerstätten, monovalente Holzfeuerungskessel und bivalente Holzfeuerungskessel

Entwicklungs-ansatz	Anwendungs-bereich	Technische Machbarkeit	Ökonomische Auswirkungen	Auswirkungen auf das Energiesystem
Einzeraum-feuerstätten	Kombination mit anderen erneuerba-ren Energien	als manuell gesteuerte Zusatzheizung etab-liert (insbesondere bei Wärmepumpen und Solaranlagen)	Stromkosten bei Wärme-pumpen können deutlich gesenkt werden; Wirt-schaftlichkeit ohne An-rechnung der Arbeitszeit sehr schnell gegeben	Stromnachfrage kann während der Stromlücke im Winter gedämpft werden
	Flexibilisierung der Biomasse-feuerung	bei derzeitigen Geräten nur über die manuell bestimmte Häufigkeit des Be-triebs; zukünftig mit Vorvergasung denkbar	technischer Aufwand der-zeit schwer abschätzbar, insofern ist die Wirt-schaftlichkeit noch nicht zu beurteilen	effizienterer Einsatz der Bio-masse und dadurch bessere Ausnutzung des Holzpoten-zials möglich

	Intelligente strom-produzierende Heizung	technische Konzepte noch unklar	k.A.	k.A.
Monovalente Biomasse-kessel	Kombination mit anderen erneuerba-ren Energien	Kombination mit Solarthermie etabliert; Probleme insbeson-dere beim Jahresnut-zungsgrad; Verbesse-rungen um 10 – 15 % Punkte durch bessere Regelung möglich	Kosten der Regelung soll-ten sich innerhalb von ca. 5 Jahren amortisieren; dadurch Senkung der Wärmegestehungskosten um 3 bis 5 % möglich	Verminderung des Be-darfs an Biomasse um 10 – 15 %; allein im Pel-letbereich Einsparung von rund 200.000 t erreichbar
	Flexibilisierung der Biomasse-feuerung	Umsetzung über intel-ligente Regelung von Wärmepuffer und Kes-sel möglich; gewisser Mehraufwand bei der Emissionsminderung ist zu erwarten	Wärmeproduktion je installierter kW-Leistung sinkt; Wärmegestehungs-kosten steigen voraus-sichtlich um 10 bis 20 %	Durch den Mehreinsatz an anderen erneuerbaren Energien dürfte der Biomas-sebedarf um bis zu 50 % je Objekt sinken
	Intelligente strom-produzierende Heizung	Mikro-KWK-System mit elektrischen Nut-zungsgraden deutlich über 20% sind noch in der Entwurfsphase, daher ist die tech-nische Machbarkeit nicht abschließend zu beurteilen	Grundprämisse ist, dass die Wärmebereit-stellungskosten nicht stei-gen, d.h. der investive Mehraufwand muss kom-plett durch die Vergütung des abfallenden Stroms finanziert sein. Hier wird sich der Vergleich zu Bat-teriesystemen entschei-dend auswirken.	Bei ausreichender Markt-durchdringung könnte im regionalen Umfeld eine deutliche Entlastung des Niederspannungsstromnet-zes erfolgen.
	Kombination mit anderen erneuerba-ren Energien	Abkehr vom Grundlast-betrieb bedeutet im Zusammenhang mit dem Immissionsschutz deutlichen Mehrauf-wand; grundsätzlich mit neuen Kesselsys-temen möglich	Die zu erwartende drastische Reduktion der Vollbenutzungsstunden um mindestens 50 % wird zu einem Anstieg der Wärmegestehungskosten aus dem Biomasseteil um rund 20 bis 40 % führen.	Verstärkte Einbindung ande-rer erneuerbarer Energien wird ermöglicht und senkt den Biomassebedarf je Anlage deutlich (50 % und mehr)

Bivalente Biomassekes-selanlagen in Kombination mit Öl- oder Gaskessel	Flexibilisierung der Biomassefeuerung	mit der Integration der anderen erneuerbaren Energien vollzogen	siehe vorherige Erläuterungen	siehe vorherige Erläuterungen
	Intelligente strom-produzierende Heizung	Klein-KWK-Anlagen ins-besondere auf Vergaser-Basis sind in der Markteinführung, Betriebsregelung wird anders ausgerichtet	Anlagenauslegung ist auf die Wärmebedarfskurve ausgerichtet. Vollbe-nut-zungsstunden dürften in dieser Konstellation ge-genüber einer flexiblen Wärmeproduktion etwas ansteigen (10 – 20%)	Stromnetzschwankungen auf der Niederspannungse-bene können lokal kompensiert wer-den. Biomasseeinsatz steigt um rund 30%.

Tabelle 2 zeigt, dass die Kombination der Bereitstellung von Wärme aus Biomasse mit anderen erneuerbaren Wärmequellen technisch machbar ist. Die größten technischen Herausforderungen stellen sich bei den bivalenten Anlagenkonzepten, bei denen die Biomassekessel bisher noch im Grundlastbetrieb laufen und dann entweder auf einen Teil der Grundlastbereitstellung verzichten müssen – d.h. kleiner dimensioniert werden müssten – oder aber in den flexiblen Betrieb überführt werden müssen. Hier sind noch erhebliche technische Entwicklungen und Optimierungen vorzusehen. Generell können über die Entwicklung geeigneter Systemregler effiziente Systeme angeboten werden, die – bei gleichzeitiger Steigerung der insgesamt bereitgestellten erneuerbaren Wärme – zu einer deutlichen Reduzierung des Biomasseeinsatzes je Anlage beitragen können.

Sollen noch weitere andere erneuerbare Energien und Effizienzmaßnahmen zum Zuge kommen, ist eine Flexibilisierung der Wärmeproduktion unerlässlich. Hier haben dann vor allem die Einzelraumfeuerstätten unter dem Druck einer gewissen Automatisierung erhebliche technische Herausforderungen. Über die Einbindung in ein zentrales Heizsystem mittels Warmwassertaschen und ggf. weitergehende Trennung der Verbrennungsstufen sind hier Lösungswege vorgezeichnet. Durch die Einsparungen im Brennstoffbedarf je Anlage wird aber gleichzeitig der Preis für die Wärme aus dem Biomasseteil signifikant steigen. Dies führt mittelfristig zur Frage zusätzlicher Einnahmeoptionen. Hier wird vor allem in der Stromnetzstabilisierung auf der Nieder- und Mittelspannungsebene eine erfolgversprechende Option gesehen. Hierzu ist die Entwicklung von Mikro- und Klein-KWK-Lösungen erforderlich, die am Wärmebedarf orientiert ausgelegt werden und dann mittels Wärmepuffer flexibel und bedarfsgerecht Strom zum benötigten Zeitpunkt bereitstellen. Diese Systeme können heute noch nicht bewertet werden, da die Entwicklung vielfach noch nicht weitgenug fortgeschritten ist.

4. Schlussfolgerungen

Da derzeit im politischen Umfeld keine Bereitschaft für erhöhte Zahlungen im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Strom aus erneuerbaren Energien zu erkennen ist und die Fälle, in denen die Strombereitstellung zu 100% aus erneuerbaren Energien stammt, noch die Ausnahme darstellen, ist für die nächsten Jahre noch davon auszugehen, dass die bereits errichteten Anlagen versuchen werden die Produktion unter Beachtung der schwankenden Brennstoffkosten zu maximieren. Gleichzeitig wird der Zubau an Heizkraftwerken aufgrund der geänderten Vergütungsregeln im EEG nur noch in sehr wenigen Ausnahmefällen stattfinden. Die Entwicklung der Holzvergaser-BHKW hängt maßgeblich von der Weiterentwicklung der technischen Zuverlässigkeit und damit sinkender Investitionskosten ab, um die sinkenden Vergütungssätze zu kompensieren.

Langfristig ist davon auszugehen, dass die Strombereitstellung aus fester Biomasse zu den teuersten erneuerbaren Optionen gehören wird, sodass die schon jetzt in der politischen Positionierung erkennbare Abkehr von der Mengennachfrage nach Strom aus Biomasse sich zukünftig sehr wahrscheinlich weiter verfestigen wird. Vielmehr werden nur noch die Anwendungen zum Zuge kommen, die hochwertige Regelenergie oder Reservestrom bedarfsgerecht anbieten können. Da der Prozess der Verbrennung von Festbrennstoffen im Vergleich zu Gas-Prozessen schwerfällig ist, werden Vergaserkonzepte klassische Verbrennungsanlagen ablösen. Aufgrund des in jedem Fall hohen technischen Aufwands und den damit verbundenen hohen Investitionskosten erscheint die Vorhaltung von reinen Kapazitäten aus Biomasse-Kraftwerken als unwahrscheinlich. Weiterhin interessant erscheint dagegen der Wärmemarkt. Hier gibt es eine stabile Nachfrage nach „gemütlicher“ Wärme, nach Unabhängigkeit in der Energieversorgung und eine auf absehbare Zeit vorhandene Zahlungsbereitschaft für die Festbrennstoffe. Im Sinne einer deutschlandweiten Klimaschutzstrategie wird auch im Wärmebereich der verstärkte Einsatz anderer erneuerbarer Energien an Bedeutung gewinnen müssen. Mit den gleichzeitig erforderlichen Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich wird sich aber der technologische Einsatz der Biomasse verändern.

Neben den auch in Zukunft vorhandenen Objekte mit vergleichsweise hohen spezifischen Wärmebedarfen und geringen Optionen für andere erneuerbare Energien (z.B. denkmalgeschützte Gebäude), in denen auch zukünftig mono- und bivalente Biomassefeuerungen des jetzigen Konzepts zum Einsatz kommen, wird die Wärme aus Biomasse zunehmend die nach Einsatz der anderen Erneuerbaren verbleibenden Lücken schließen. Dafür ist eine deutliche Flexibilisierung des Betriebs der Feuerungen in allen Anwendungsgrößen erforderlich, ohne dass die Schadstoffemissionen steigen. Daran und an den notwendigen System-Reglern wird bereits intensiv geforscht.
Die Fortführung dieses Ansatzes in Verbindung mit der Frage nach einer bedarfsgerechten Bereitstellung von Strom zur Netzstabilisierung wird zu intelligenten stromproduzierenden Heizanlagen führen. Diese smarten Heizsysteme, die sowohl brennstoffseitige, feuerungsseitige und einbindungsseitige Optimierungen und Entwicklungen umfassen, werden als Mikro- und Klein-KWK-Anlagen auf den Markt kommen. Eine wesentliche Eigenschaft dieser Anlagen wird die Fähigkeit sein, Schwankungen im anliegenden Stromnetz lokal weitgehend automatisch und selbständig auszugleichen. Das DBFZ entwickelt dieses System unter dem Forschungsschwerpunkt der SmartBiomassHeat.

5. Danksagung

Dieser Tagungsbandbeitrag wurde mit Fördermitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) erarbeitet.

6. Literatur

[1] AGEE-Stat (2014): Erneuerbare Energie im Jahr 2013,http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Broschuere/agee-stat-erneuerbare-energien-im-jahr-2013.pdf, Zugriff 31.07.2014
[2] Lenz, V.; Naumann, K.; Kaltschmitt, M.; Janczik, S.: Erneuerbare Energien. Stand 2013. BWK Bd. 66 (2014), Nr. 4. S. 61-80
[3] Mantau, U.: Holzrohstoffbilanz Deutschland, Entwicklungen und Szenarien des Holzaufkommens und der Holzverwendung von 1987 bis 2015, Hamburg, 2012, 65 S.
[4] Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV): Holzmarktbericht 2012. Abschlussergebnisse für die Forst- und Holzwirtschaft des Wirtschaftsjahres 2012. Bonn. Juni 2012
[5] Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH: DBFZ-Datenbank 05/2014
[6] Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen - 1.BImSchV). Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen vom 26. Januar 2010 (BGBl. I S. 38). 26.01.2010
[7] Deutsches Biomasseforschungszentrum (2014): Wissenschaftliche Vorbereitung und Begleitung der EEG-Monitoringberichte und des EEG-Erfahrungsberichtes für die Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben II a Biomasse). Leipzig. Juli 2014, http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2a,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, Zugriff 22.09.2014

SESSION „SAUBER“

Bernd Vollmer (Schornsteinfegerakademie, Dülmen)

Beeinflussung des Emissionsverhaltens von Holzfeuerungen durch den Betreiber

Dipl.-Ing. (FH) Schornsteinfegermeister Bernd Vollmer
Schornsteinfegerakademie Dülmen
Alter Ostdamm 17, 48249 Dülmen
vollmer@klh-duelmen.de

Seit der Novellierung der 1. Bundesimmissionsschutzverordnung (1. BImSchV) steht die Überwachung von Holzfeuerungen durch das Schornsteinfegerhandwerk sehr stark im Vordergrund. Hierzu zählen nicht nur neuerrichtete Anlagen, sondern nach entsprechender Übergangsfrist auch bestehende Holzfeuerungen, welche bislang noch nicht regelmäßig messpflichtig waren. Bei der Umsetzung liegt ein besonderes Augenmerk auf handbeschickte Feuerungsanlagen, da deren Emissionsverhalten sehr stark durch den ordnungsgemäßen Betrieb beeinflusst wird. Die Beratung der Betreiber zum Betrieb der Feuerungsanlagen gehört somit auch zum Aufgabengebiet des Schornsteinfegerhandwerks.

In diesem Vortrag wird dargestellt wie unterschiedlich die Emissionen durch das Verhalten der Betreiber negativ wie auch positiv aussehen können. Und ob entsprechende Messergebnisse die Grenzwerte der 1.BImSchV einhalten. Die Inhalte kommen aus den Weiterbildungsforschungen der Schornsteinfegerakademie und zeigen sehr deutlich die praktischen Probleme bei den regelmäßigen Messungen. An einem 10 Jahre alten Holzvergaserkessel wurden verschiedene Brennsituationen simuliert um festzustellen, welchen Einfluss eine falsche Bedienung auf die Messergebnisse hat. Hierzu wurden die Parameter wie Abgastemperatur, Sauerstoffgehalte, Kohlenmonoxidgehalt und Staubgehalt während der einzelnen Verbrennungsversuchen jeweils über eine Zeit von 15 Minuten aufgezeichnet. Aus den verschiedenen Messwertverläufen wurde dann zu den jeweiligen Brennsituationen das Messergebnis interpretiert und miteinander verglichen.

Vorgehensweise

Anbrennphase: Kessel im kalten Zustand produzieren höhere Emissionen, um dies darzustellen wurde die erste Messung bei einer Kesseltemperatur von 45°C gestartet. Der Staubgehalt hielt die Grenzwerte ein, der Kohlenmonoxidgehalt hielt jedoch nur die alten Grenzwerte und nicht die Zukünftigen ein. Abgastemperatur und Sauerstoffgehalt waren in Ordnung.

Normalbrand: Um Vergleichswerte zu bekommen wurde eine Messung unter optimaler Bedienung durchgeführt. Beginn der Kesseltemperatur bei ca. 60 °C. Holzschichtung und Brennstoffgröße nach Herstellerangaben. Sämtliche Messwerte waren im optimalem Bereich und hielten alle Grenzwerte entsprechend der Verordnung ein.

Hohlbrand: Falsches einfüllen kann dazu führen, dass während einer Brennphase das Feuer in den Zwischenräumen des Brennstoffs und im Füllschacht hochbrennt. Dies führt zu einer unkontrollierten und überlasteten Verbrennung. Beim Abbrand kann dies durch Zusammenbruch des Brennstoffs zu Emissionsspitzen führen. Diese Spitzen spiegelten sich in den Messwerten deutlich wieder, trotzdem wurden sämtliche Grenzwerte eingehalten, jedoch etwas schlechter wie beim Normalbrand.

Falsche Brennstoffgröße: Beim Heizen mit der falschen Brennstoffgröße kann es zu Schwelbrand und somit zur Teer- und Hartrußbildung kommen. Dies spiegelte sich während des Versuchs in einem extrem hohen Kohlenmonoxidgehalt wieder, der nicht einmal die bestehenden Grenzwerte der 1.BImSchV einhielt. Der erhöhte Staubgehalt hielt nur die bestehenden Grenzwerte ein. Der hohe Sauerstoffgehalt sowie die niedrige Abgastemperatur bestätigten das negative Messergebnis.

Fazit:
Die vier verschiedenen Brennphasen führen zu extrem unterschiedlichen Emissionen. Die Grenzwerte der 1. BImSchV wurden hierbei ohne Probleme, teilweise oder gar nicht eingehalten. Der Holzvergaserkessel mit seiner Nachverbrennungskammer hat auch bei nicht ganz optimaler Bedienung teilweise noch ordentliche Messwerte. Dies ist bei Feuerstätten mit oberem Abbrand wie zum Beispiel bei älteren Holzkesseln oder Kaminöfen jedoch anders. Bedienungsfehler führen durch den Chargenbrand (eine kleine Menge Holz und häufiges Nachlegen) direkt zu hohen Emissionen. Hierbei hat der Betreiber das saubere Verbrennen in der Hand. Nur bei optimaler Bedienung verbrennt der Brennstoff Holz auch wirklich emissionsarm.

Alexander Weiß (Universität Gießen)

Sensorik zur Schadstoffminderung in Holzfeuerungsanlagen

Alexander Weiß [1], Sabrina Eichenauer [2], Ernst A. Stadlbauer [2] Claus-Dieter Kohl [1]
[1] Institut für Angewandte Physik, JLU Gießen, Heinrich-Buff-Ring 16, 35392 Gießen,
alexander.weiss@ap.physik. uni-giessen.de, claus-dieter.kohl@ap.physik.uni-giessen.de
[2] Zentrum für Energie- und Umweltsystemtechnik, THM Mittelhessen, Wiesenstr. 14 35390 Gießen,
sabrina.eichenauer@zeuus.thm.de, ernst.a.stadlbauer@zeuus.thm.de

Im Zuge des Klimawandels und dem verstärkten Fokus auf die Nutzung von CO_2-neutralen Energieträgern gewinnt die Verwendung von holzbeschickten Kleinfeuerungsanlagen (KFA) zunehmend an Bedeutung. Gerade im ländlichen Bereich mit direktem Zugang zur regionalen Forstwirtschaft ist Holz als kostengünstiger Brennstoff etabliert. Schlecht eingestellte Holzfeuerungen emittieren jedoch vermehrt Ruß, Teer (organische Kondensate) und polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK). Diese Bestandteile besitzen eine zehnfach höhere Toxizität als Dieselruß und eine hundertfach höhere Toxizität als der Staub aus gut eingestellten Verbrennungen [1]. Die Erfahrungen des Schornsteinfegerhandwerks zeigen, dass die Anlagen durch den Nutzer in der Regel weit entfernt vom optimalen Zustand betrieben werden. Selbst wenn grobe Bedienungsfehler vermieden werden, kann die Anlage nicht an die wechselnden Verbrennungsbedingungen im Verlauf eines Heizvorgangs bzw. durch inhomogene Brennstoffeigenschaften angepasst werden. Für eine kontinuierliche Regelung der Stellgrößen (Primär-, Sekundärluft, etc.) auf den bestmöglichen Betriebszustand ist eine entsprechende Sensorik essentiell. Stickoxide können auch unter sehr rauen Bedingungen mit Hilfe von Halbleiter-Gassensoren gemessen werden. Sie können z.B. in Braunkohlekraftwerken die NO-Konzentration trotz des Kontakts mit Staub bestimmen [2].

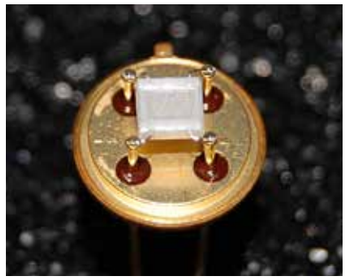


Abbildung 1: Sensorelement

In einem laufende DBU-Projekt soll die Feinstaubkonzentration im Abgas einer Holzfeuerung direkt mit einem robusten Sensor überwacht werden. Hierzu wird ein Ansatz aus dem Kfz-Katalysatorbereich fortentwickelt, bei dem Rußpartikel-Ablagerungen auf einer Interdigitalstruktur aus der Leitwertzunahme bestimmt werden [3]. Wegen Perkolationseffekten folgt hier die Messgröße nicht linear der Bedeckung, weil sich zunächst ein leitender Pfad ausbilden muss. Deswegen wird für die Ofenmessungen eine kapazitive Auswertung genutzt. Abbildung 1 zeigt das verwendete Sensorelement bestehend aus einer Interdigitalstruktur auf einem Keramiksubstrat, das auf der Rückseite über eine Widerstandsheizung zum iterativen Freibrennen für eine kontinuierliche Messung über lange Zeiträume verfügt. Abbildung 2 zeigt eine der verwendeten Versuchsanlagen. Erste Messungen ergeben eine gute Korrelation der gewonnenen Daten mit den Werten aus Referenzmessungen nach 1.BImSchV.

Abbildung 2: Versuchsanlage

LITERATUR

[1] N. Klippel, T. Nussbaumer, Health relevance of particles from wood combustion in comparison to diesel soot, 15th European Biomass Conference and Exhibition, 7-11 Mai 2007, Berlin.
[2] N. Benner, A. Eberheim, D. Kohl, Halbleiter-Gassensoren in der Rauchgasanalyse, Sensoren- und Mess-Systeme 2002, Frankfurt, 415.
[3] Bartscherer, R. Moos, Improvement of the sensitivity of a conductometric soot sensor by adding a conductive cover layer, J. Sens. Sens. Syst., 2, 95-102, 2013.

Andreas Seidler (DBFZ)

Zeit- und ortsaufgelöste Spurenstoffanalyse in Feuerungsanlagen für biogene Reststoffe mittels Laser-Massenspektrometrie

Andreas Seidler [1,2,3], Christian Weickhardt[2], Ingo Hartmann[1], Michael Nelles [1,3]
[1] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH,
Torgauer Str. 116, 04347 Leipzig,
[2] Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig,
Karl-Liebknecht-Str 132, 04277 Leipzig
[3] Universität Rostock, Justus-v.-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock
andreas.seidler@dbfz.de, christian.weickhardt@htwk-leipzig.de, ingo.hartmann@dbfz.de,
michael.nelles@uni-rostock.de

Schlagwörter: Polyzyklische Aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK), Spurenschadstoffe, Biomasse, Verbrennung, Online-Gasanalyse, Resonanzverstärkte Multiphotonenionisation (REMPI), Massenspektrometrie, Laser

Die im Brennraum von Feuerungsanlagen für biogene Festbrennstoffe vorherrschenden Bedingungen können die Bildung von umweltrelevanten Spurenschadstoffen begünstigen. Bei hohen Temperaturen verknüpfen sich die vielfältigen Spaltprodukte des Lignins u. a. durch Ringschluss, Kondensation und Dehydrierung in komplexen Nebenreaktionen zu aromatischen Ringsystemen. Bei den nach der 1. BImSchV eingeordneten Kleinfeuerungsanlagen stammen nach Angaben des Umweltbundesamtes mehr als 90 % der gesamten Emissionen von polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (PAK) aus Anlagen für Holz und biogene Reststoffe [1]. Effektive Maßnahmen zur Minderung oder Verhinderung der Entstehung lassen sich einleiten, wenn die spezifischen Reaktionsbedingungen und der Ort der Entstehung bekannt sowie die theoretischen Bildungsmechanismen praktisch nachvollziehbar sind. Demnach sind der selektive, aber vor allem der zeit- und ortsaufgelöste Nachweis und die Quantifizierung von aromatischen Spurenschadstoffen zwingend notwendig.

1. Motivation, Herausforderungen und Zielstellung

Bisherige Messverfahren zum Nachweis von Schadstoffen im Spurenbereich sind hinsichtlich der Zielsubstanzen oder des zeitlichen Auflösungsvermögens zumeist sehr begrenzt. Insbesondere die Methoden zur Analyse von aromatischen Kohlenwasserstoffen stützen sich auf diskontinuierliche Sorptions- und Anreicherungsverfahren in Verbindung mit klassischen Laboranalysen. Nach dem Stand der Technik erfolgt dabei eine gaschromatographische Trennung (GC) mit anschließender massenspektrometrischer Identifizierung und Quantifizierung (MS). Mit derartigen Techniken ist folglich keine Untersuchung von dynamischen Verbrennungsvorgängen möglich. Andererseits bleiben die verfügbaren online-fähigen Analysetechniken, wie z. B. die FTIR-Spektroskopie und elektrochemische Sensoren, auf wenige Substanzen beschränkt und lassen daher keine detaillierte Aufklärung der chemischen Zusammensetzung der Brenngase zu.

Für aromatische Verbindungen kann dieses Problem durch Einsatz der Resonanzverstärkten Multiphotonenionisation (REMPI) in Kombination mit der Massenspektrometrie gelöst werden. Das Grundprinzip der Online-Gasanalyse mittels dieser Methode ist bereits seit vielen Jahren bekannt [2], allerdings sind entsprechende Analysesysteme nach wie vor nicht kommerziell verfügbar. Um die Vorgänge im gesamten Brennraum erfassen zu können, wurde ein marktübliches Massenspektrometer mit einer Quelle zur Resonanzverstärkten Multiphotonenionisation ausgestattet [3] und an eine geeignete Vorrichtung zur kontinuierlichen Gasprobenentnahme aus dem Brennraum gekoppelt. Abhängig von der verwendeten Wellenlänge bietet der Photoionisationsprozess die Möglichkeit, die Analyten ohne vorherige chromatische Trennung vor dem Hintergrund einer komplexen Matrix fragmentarm und selektiv zu ionisieren.

Bei der aktuellen Arbeit soll weniger die Weiterentwicklung des REMPI-Analyseverfahrens selbst im Vordergrund stehen. Dennoch musste die vorhandene Analysetechnik erheblich an die Gegebenheiten bei der Brenngasana-

lyse angepasst werden. Der Fokus richtete sich hierbei auf die Anwendbarkeit im Rahmen eines robusten und routinemäßig einsetzbaren Messsystems. Bereits der technische Aufbau stellte dabei eine enorme instrumentelle Herausforderung dar. Dies gilt insbesondere für die Entwicklung der Einrichtungen zur quantitativen Analyse und für das Probenahmesystem, denn beim Transfer der Gasproben vom Entnahmeort im Brennraum bis zur Ionenfalle des Massenspektrometers muss deren chemische Zusammensetzung ebenso wie die Zeitinformation erhalten bleiben.

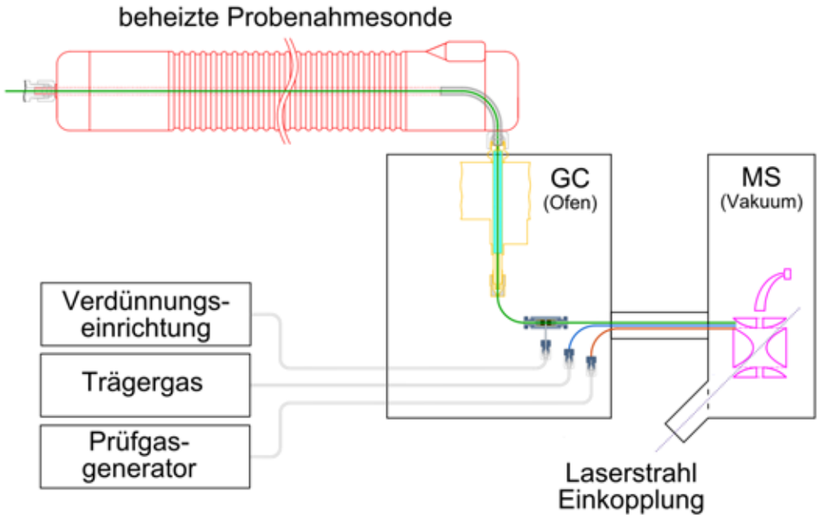


Abbildung 1: Probenahme und Gasführung des Laser-Massenspektrometers

2. Herangehensweise und Methoden

Nach Entwurf, Aufbau und Funktionstests steht eine Analysetechnik für praxisnahe Untersuchungen der Verbrennungsvorgänge zur Verfügung. Die Brenngase unterschiedlicher biogener Brennstoffe bzw. Brennstoffzusammensetzungen werden in Abhängigkeit der Prozessparameter (u. a. Brennstoffmassestrom, Lambda, Strömungsbedingungen) mit örtlicher und zeitlicher Auflösung erfasst. Instationäre Verbrennungsphasen, z. B. Lastwechsel und An- und Abfahren, welche erheblich zur gesamten Schadstoffbilanz beitragen, werden ebenso untersucht.

Die mit dem System erzielbaren Messdaten dienen dazu, die Bildungsmechanismen von Schadstoffen zu verstehen und nach Möglichkeit deren Entstehung mittels strömungs- und prozesstechnischer Maßnahmen (Einbauten, Brennraumkonstruktion, Temperaturprofil) zu mindern. Darüber hinaus erlaubt das Analyseverfahren auch die Bewertung katalytischer Emissionsminderungsmaßnahmen am Prüfstand. Wie beim Emissionsverhalten in ersten Untersuchungen ebenfalls gezeigt werden konnte, besteht weiterhin großes Potenzial bereits mit einer optimierten Verbrennungsregelung die Schadstoffemissionen zu mindern.

Ein umfassendes Verständnis der bei einer Biomasseverbrennung ablaufenden Vorgänge kann sicher nur durch eine leistungsfähige Modellierung erreicht werden. Neben den strömungsmechanischen und thermodynamischen Vorgängen kann damit auch die Reaktionskinetik im Brennraum abgebildet werden. Derartige Modelle sind zur Bewertung der Ergebnisse auf den Abgleich mit realen Online-Brenngasanalyen angewiesen. Dadurch wird eine stetige Verbesserung des Modells ermöglicht. Das mithilfe des Laser-Massenspektrometers gewonnene zeit- und ortsaufgelöste Datenmaterial eignet sich hierzu in besonderer Weise. Völlig neue Ansätze zur Reduzierung der Emissionen aus Feuerungsanlagen für biogene Reststoffe können damit auf den Weg gebracht werden.

Eine quantitative Aussage über die im Rauchgas enthaltenen PAK-Spurenkonzentrationen ist anhand der mit dem

MS messbaren Ionenströme nicht unmittelbar zu treffen. Eine übliche Methode zur Quantifizierung besteht deshalb darin, eine Referenzsubstanz mit bekannter Konzentration kontinuierlich dem Analyseprozess aufzuschlagen. Entsprechende PAK-Referenzgase sind aus technischen Gründen sowie aufgrund der geringen Nachfrage nicht marktverfügbar. Es muss am Prüfstand ein entsprechendes Prüfgas kontinuierlich generiert und während der Messung parallel zum Analytgas dem Massenspektrometer zugeführt werden.

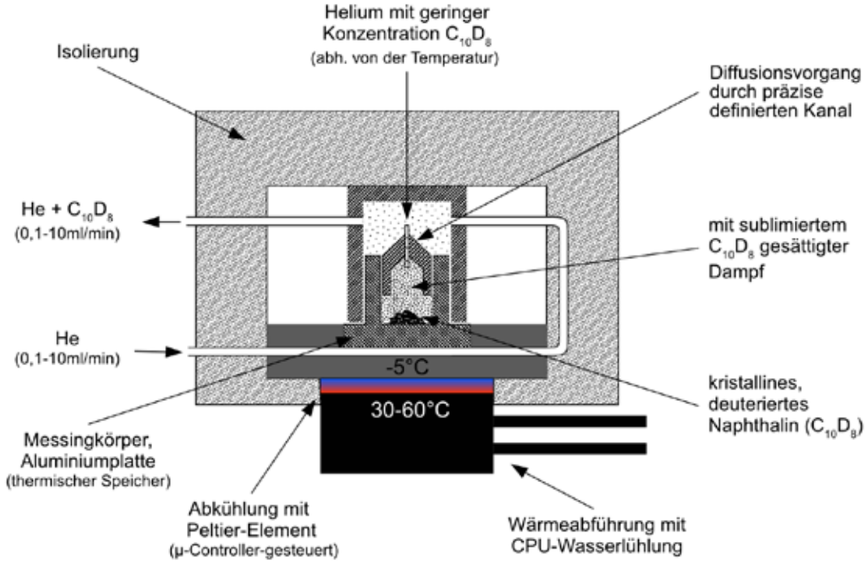


Abbildung 2: Funktionsprinzip des PAK-Prüfgasgenerators

Anhand von REMPI-MS sehr gut nachweisbar ist Naphthalin. Mit vergleichsweise geringen Dampfdrücken bei raumüblichen Temperaturen um 20 °C ist es besonders gut zur Erzeugung eines Sattdampfes mittels Sublimation geeignet. In Voruntersuchungen zeigte sich, dass von allen umweltrelevanten PAK das Naphthalin als Leitsubstanz der 16 EPA-PAK die höchste Konzentration aufwies, bzw. bei m/z = 128 die höchsten Ionenströme zu verzeichnen waren. Aufgrund dieser Eigenschaften wurde durch Deuterierung markiertes Naphthalin als Referenz zur Quantifizierung ausgewählt.

Bei der angewandten Sublimations- und Diffusionsmethode handelt es sich um eine Ab-wandlung der üblichen Methode zur Verdünnung von Gasströmen. Während bei der Gasmischung im Regelfall auf Flaschengase zurückgegriffen wird, kann bei der Sublimationsmethode nahezu jeder beliebige Stoff verwendet werden, der bei systemkonformen Parametern in die Gasphase überführbar ist [4]. Mit dieser Methode ist es möglich Konzentrationen von wenigen mg/m³ mit zusätzlicher Nachverdünnung im Bereich von µg/m³ zu erzeugen.

3. Ergebnisse

Erste Untersuchungen von realen Brenngasen aus der Verbrennung von DIN-Holzpellets dienten vorrangig der Funktionsprüfung und Optimierung der Analysetechnik. An einer ausgewählten Feuerungsanlage konnten Verbrennungsgase an verschiedenen Orten direkt dem Brennraum bei einer Temperatur von bis zu 600 °C entnommen mit dem REMPI-MS-System analysiert werden. Dabei konnte eine hohe Sensitivität bei ausreichender Selektivität gegenüber den Zielsubstanzen gezeigt werden. Der Nachweis ausgewählter PAK wie Naphthalin, Acenaphthylen und Pyren war im Konzentrationsbereich weniger Mikrogramm je Normkubikmeter Brenngas möglich. Besonders in An- und Abfahrtsphasen des Verbrennungsprozesses konnte die hohe Zeitauflösung des Systems unter Beweis gestellt werden, die eine Erfassung von Vorgängen kürzer als 10 s gestattet.

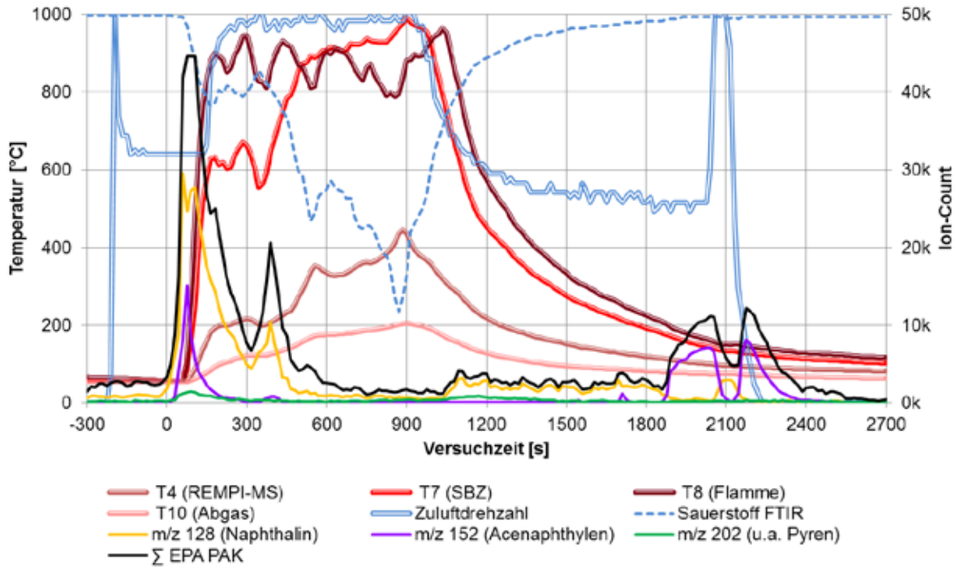


Abbildung 3: Zeitlicher Verlauf ausgewählter PAK während der Anbrandphase eines Holzpelletkessels

In Abbildung 3 ist der zeitliche Verlauf einer exemplarischen Online-Messung im Brennraum einer 30 kW Holzpelletfeuerung dargestellt. Die Verläufe der Restsauerstoffkonzentration und der Drehzahl des Primärluftgebläses sind relativ in Prozent ohne eigene Ordinate dargestellt. Dabei entspricht das Maximum der atmosphärischen Luftsauerstoffkonzentration von 21 % und das Minimum einem ca. 6 %-igen Restsauerstoffgehalt an der Messstelle im Brennraum. Das Brenngas zur kontinuierlichen Analyse im REMPI-Massenspektrometer wurde unmittelbar nach der Sekundärbrennzone an Messstelle 4 entnommen. Der Verlauf der Temperatur an diesem Messpunkt entspricht T4.

Zeitgleich zum Start der Messung (t = -300 s) wurde der zu untersuchenden Feuerungsanlage eine Wärmeanforderung gestellt. Nach der Zündung mit der folgenden Anbrandphase (ab t = 0) ist sofort eine verstärkte Bildung von aromatischen Verbindungen zu verzeichnen. Die Summe der 16 EPA-PAK ist in Abbildung 3 schwarz dargestellt. Die Verläufe der hier vorrangig nachweisbaren PAK Naphthalin, Acenaphthylen und Pyren sind während der gesamten Verbrennungsphase gesondert dargestellt. Die übrigen PAK der 16 EPA-PAK liegen in weitaus geringeren Konzentrationsbereichen. Sie sind hier nicht dargestellt, folgen jedoch qualitativ dem Verlauf des Naphthalins.

Die starke Temperaturabhängigkeit bei der PAK-Bildung wird u. a. am kurzzeitigen Temperatureinbruch in der Sekundärbrennzone (T7) bei t = 350 s und dem daraus resultierenden Peak des PAK-Summenverlaufs deutlich. Erreicht die Verbrennung im Kessel einen nahezu stabilen, stationären Zustand (ab t = 500 s), geht die Bildung von PAK stark zurück. Ein quasistationärer Zustand ist u. a. an konstant hohen Temperaturen zwischen 900 und 1000 °C in der Sekundärbrennzone (Messstelle T7) der Feuerung erkennbar. In dieser stationären Phase im Intervall 600 s < t < 900 s liegen die PAK-Konzentrationen knapp über der Nachweisgrenze des REMPI-MS.

Ab t = 900 s wurde die Wärmeanforderung an die Feuerungsanlage gestoppt. Die integrierte Regelung der Feuerungsanlage steuert mit dem Stopp des Brennstoffeinschubs (in Abb. 3 nicht dargestellt) und Reduzierung der Zuluftdrehzahl den Kessel in die Abbrandphase. Ab t = 1000 s ist erneut eine vermehrte Bildung von PAK zu verzeichnen. Auffällig ist in dieser Abbrandphase eine signifikante Erhöhung der Ionensignale von Acenaphthylen bei gleichzeitigem Rückgang des Signals für Naphthalin ab t = 1900 s. Bei t = 2000 s greift die Verbrennungsregelung erneut mit Erhöhung der Zuluftgebläsedrehzahl ein. Das auf dem Rost verbleibende Glutbett wird durch den verstärkten Eintrag von Sauerstoff angefacht. Damit verändert sich das Konzentrationsverhältnis der in Abbildung 3 dargestellten PAK. Die Bildung von Acenaphthylen ist stark rückläufig während wieder erhöhte Naphthalin-Signale verzeichnet werden. Mit der kompletten Abschaltung der Zufuhr von Sauerstoff zeigte sich wieder das bereits vorher beobachtete Emissionsverhalten. Es folgt ein langsames Ausglimmen des Glutbettes bis sich nach insgesamt 45 min ab t = 2700 s wieder der Ausgangszustand einstellt.

4. Schlussfolgerung und Ausblick

Die bisherigen und aktuellen Untersuchungen zeigen das enorme Potential von REMPI-MS bei der Online-Gasanalyse. Etablierte Online-Gasanlysetechniken wie bspw. die Fourier-Transformations-Infrarotspektroskopie (FTIR) unterschritten in durchgeführten Vergleichsmessungen schnell die Nachweisgrenze von 4 ppm für Naphthalin. Mit dem nun zur Verfügung stehenden REMPI-MS-Gasanalysesystem können noch weit unterhalb der FTIR-Nachweisgrenze reproduzierbare und differenzierte Ionenstromsignale von aromatischen Spurenschadstoffen aufgezeichnet werden.

Die in-situ Bereitstellung einer Referenzsubstanz zur Quantifizierung war stets eine besondere technische Herausforderung der durchzuführenden Forschungs- und Entwicklungsarbeit. Die zuverlässige und langzeitstabile Erzeugung und Zuführung eines Prüfgases ist aktuell noch nicht abschließend gelöst. Wenn diese technische Hürde genommen wird, sind die REMPI-MS-Gasanalysen untereinander vergleichbar und für weiterführende, belastbare wissenschaftliche Aussagen noch deutlich besser verwendbar.

Bis dato konnten dennoch völlig neuartige Messreihen zur Bildung und zum Verlauf aromatischer Spurenschadstoffe in Biomassefeuerungen gewonnen werden. So wurde deutlich, dass moderne Feuerungsanlagen für DIN-Holzpellets im stationären Betrieb unter Prüfstandsbedingungen nur wenig PAK-Emissionen aufweisen. Die gleichzeitig durchgeführte diskontinuierliche Probenahme nach VDI3874 zeigte stets relevante PAK-Emissionen. Diese stammen jedoch vorrangig aus instationären Verbrennungsphasen. Die Verbrennungsregelung rückt damit verstärkt in den Fokus. Die Zahl der Lastwechsel sowie die An- und Abbrandphasen sollten verringert und durch verbesserte Verbrennungsprozesse die instationären Phasen so emissionsarm wie möglich gestaltet werden.

Ebenfalls vielversprechend sind erste Untersuchungen an sog. biogenen Ersatzbrennstoffen wie Stroh- oder Miscanthus-Pellets sowie Brennstoffen mit Anteilen von Reisspelzen, Laub oder anderen biogenen Reststoffen aus verschiedenen Gärprozessen. Das zu erwartende schlechtere Verbrennungsverhalten dieser Brennstoffe einhergehend mit erhöhten Emissionen an organischen Verbindungen erfordert weiterentwickelte Online-Messmethoden auf Basis der Massenspektrometrie, um eine Optimierung der Feuerungsanlagen an die Brennstoffe der Zukunft aus biogenen Reststoffen zu ermöglichen.

5. Literatur

[1] Struschka M.; Kilgus D.; Springmann M.; Baumbach G. (2008): Effiziente Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinhaltung, UBA-FB 001217, Bd. 44-08, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

[2] Weickhardt C.; Boesl U.; Schlag E. W. (1994): Laser Mass Spectrometry for Time-Resolved Multicomponent Analysis of Exhaust Gas, Anal. Chem., Bd. 66, S. 1062-1069

[3] Globig D.: Weickhardt C. (2003): Rapid Analysis of Aromatic Contaminants in Water Samples by Means of Laser Ionization Mass Spectrometry, Anal. Bioanal. Chem., Bd. 377, S. 1124-1132

[4] Richter, M. (2010): Entwicklung, Validierung und Anwendung eines Verfahrens zur Erzeugung langzeit-stabiler VOC-Gasgemische, Dissertation, Technische Universität Berlin

Europa fördert Sachsen
ESF Europäischer Sozialfonds
Wissen schafft Verbindung
HTWK Leipzig
Universität Rostock
Traditio et Innovatio

Dr. Ingo Hartmann, Dr. Volker Lenz (DBFZ)

Wissenschaftliche Einblicke zur Emissionsminderung bei Biomasse-Kleinfeuerungen

Dr. rer. nat. Ingo Hartmann, Dr.-Ing. Volker Lenz
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
ingo.hartmann@dbfz.de, volker.lenz@dbfz.de

Schlagwörter: Feste Biomasse, Kleinfeuerungen, Emissionsminderung, Katalysator

Das Bewusstsein für die Umweltverträglichkeit regenerativer Energiequellen rückt beim Endverbraucher immer stärker in den Vordergrund. Nicht nur die Treibhausgasminderung spielt dabei eine Rolle. Ein geringer Ausstoß an umweltschädigenden toxikologisch relevanten Schadstoffen von häuslichen Feuerungen ist beispielsweise durch die öffentlich geführte Diskussion zu Feinstaubimmissionen für die Bevölkerung immer wichtiger geworden.

Durch die Novellierung der Kleinfeuerungsverordnung (1. BImSchV) im Jahre 2010 und der damit vorgegebenen zweistufigen Einführung strengerer Grenzwerte wurden Entwicklungen für emissionsärmere Kleinfeuerungen angestoßen. Insbesondere bei handbeschickten Einzelraumfeuerungen konnten technische Verbesserungen erreicht werden. Dabei wurden einerseits –die Luftdosierung und regelung weiterentwickelt und andererseits der Einsatz und die Entwicklung von Oxidationskatalysatoren erfolgreich vorangetrieben.

Bei automatisch beschickten Zentralheizungskesseln konzentrierten sich die Arbeiten neben einzelnen Neuentwicklungen der Primärzone in der Feuerung auf nachgeschaltete Aggregate zur Staubabscheidung, wobei vor allem zahlreiche Elektroabscheidervarianten als vielversprechende Lösungen untersucht wurden. Der Stichtag für die Gültigkeit der 2. Stufe der novellierten 1. BImSchV rückt mit dem 31.12.2014 rasch näher. Ab diesem Zeitpunkt müssen die neu errichteten Kesselanlagen in wiederkehrenden Messungen des Schornsteinfegers Grenzwerte von 0,02 g/m³ für Staub und 0,4 g/m³ für Kohlenstoffmonoxid (jeweils im Normzustand und bei 13 % 02 sowie Bezug auf trockenes Abgas) einhalten.

Die Entwicklungen sind noch nicht abgeschlossen und müssen zügig weiter vorangetrieben werden, um die Einhaltung der Grenzwerte sicher ermöglichen zu können.

1. Einführung

Gasförmige, flüssige und feste kohlenstoffhaltige Bioenergieträger werden nahezu ausnahmslos durch Verbrennung in thermische Energie umgewandelt. Im Normalfall findet vorher einer Veredelung (z.B. Pelletierung) oder thermo-chemische Umwandlung (z.B. Pyrolyse und Vergasung) der Rohstoffe in einen mehr oder weniger definierten Energieträger statt. Biogas und auch Biodiesel sowie Bioethanol werden beispielsweise in Verbrennungsmotoren von BHKW eingesetzt, um KWK-Technologien auf Basis erneuerbarer Ressourcen unter dem Gesichtspunkt bedarfsgerechter Energiebereitstellung einsetzen zu können. Feste Bioenergieträger wie Holzpellets und Scheitholz werden heute zu großen Teilen in Kleinfeuerungsanlagen genutzt, um Privathaushalte mit Wärme zu versorgen (vgl. Abbildung 1).

Nach AGEE-Stat [1] haben insbesondere Scheitholz und Holzpellets mit 238 PJ im häuslichen Bereichen einen großen Anteil; nach dieser Statistik hat 2013 der Bestand an Holzpelletfeuerungen um 40.000 Anlagen gegenüber 2012 auf insgesamt 320.000 Anlagen (220.000 Kessel, 100.000 Pelletöfen) zugenommen.

Bei der Verbrennung von Bioenergieträgern werden unter idealen Bedingungen alle brennbaren kohlenwasserstoffhaltigen Komponenten vollständig zu C02 und H20 oxidiert. Unter realen Praxisbedingungen werden jedoch bei Verbrennungsprozessen immer auch unverbrannte und teiloxidierte Komponenten als Schadstoffe freigesetzt. Dabei wird insbesondere Kohlenstoffmonoxid in Größenordnungen von 100 bis mehr als 1 000 ppm emittiert. In

Abhängigkeit vom Bioenergieträger und von der Verbrennungsführung werden Methan (CH4), weitere flüchtige organische Verbindungen (NMVOC) aber auch semi- und schwerflüchtige Kohlenwasserstoffe wie polyzyklische Aromaten (PAK) und polychlorierte Dioxine und Furane (PCDD/PCDF) sowie Ruß (Black Carbon) in relevanten Mengen ausgestoßen, welche THG-Effekte und/oder Umweltschäden aufgrund von Toxizität hervorrufen. Die Reaktionsmechanismen der Schadstoffbildung sind sehr komplex. Eine allgemeine zusammenfassende Darstellung der chemischen und physikalischen Vorgänge bei Verbrennungsprozessen inklusive der Schadstoffbildung ist bei Warnatz, Mass und Dibble [2] bzw. Joos [3] zu finden.

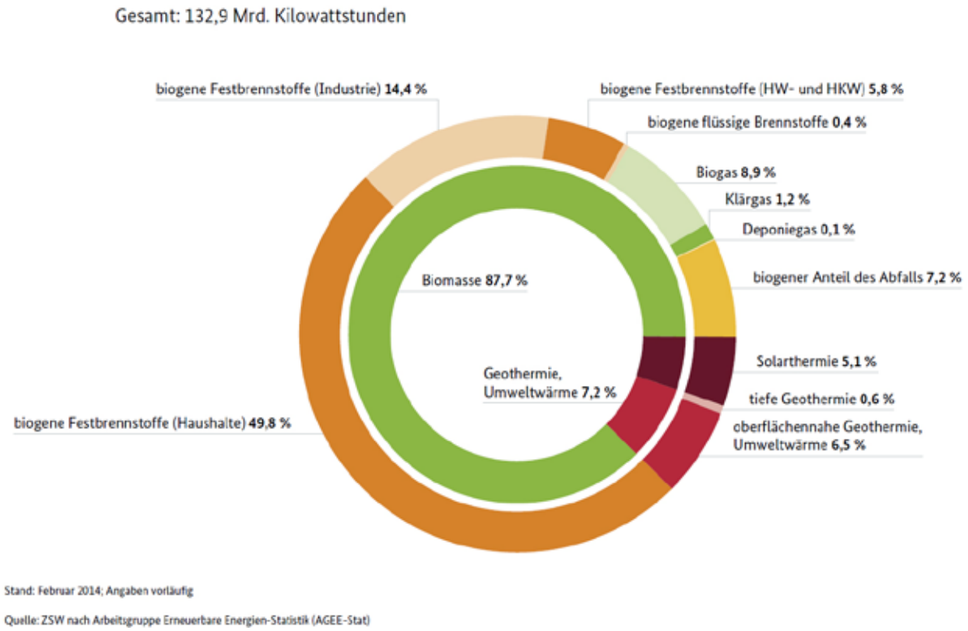


Abbildung 1: Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2013 (Quelle: BMWi: Erneuerbare Energien in Zahlen, 2013 http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Broschuere/agee-stat-erneuerbare-energien-im-jahr-2013.pdf

PAK und PCDD/PCDF werden zu den persistenten organischen Schadstoffen (POP: Persistent Organic Pollutants) gezählt, da diese aufgrund der Stabilität in der Umwelt nur sehr langsam durch chemische und biologische Prozesse abgebaut werden. Diese Verbindungen reichern sich deshalb in der Umwelt an und können bei Lebewesen aufgrund der hohen toxikologischen Relevanz erheblichen Schaden anrichten. In Abbildung 2 werden die in Deutschland emittierten PAK nach relevanten Quellen dargestellt (Quelle: UBA [4]).

Die Abbildung 2 zeigt deutlich, dass nahezu 100 % der PAK-Emissionen in Deutschland aus der Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Energieträgern für Heiz- und Transportzwecke stammen. Kleinfeuerungsanlagen (Öl- und Gaskessel sowie Holzöfen und -kessel) gemäß 1. BImSchV sind als Hauptquelle mit ca. 85 % zu nennen. Durch Sanierungs- und Austauschmaßnahmen in den neuen Bundesländern nach der Wiedervereinigung wurde die Anzahl der emissionsreichen kohlebefeuerten Heizsysteme deutlich reduziert, wodurch die PAK-Emissionen ebenfalls erheblich gemindert werden konnten. Seit etwa 1995 sind die Emissionen der PAK aus Haushalten jedoch nahezu konstant bei 125 Mg/Jahr. In den Jahren 2007 bis 2010 stiegen die PAK-Emissionen aus häuslichen Verbrennungsprozessen durch eine zunehmende Nutzung sogar wieder deutlich an (2010: 163 Mg/Jahr).

Zusätzlich zu organischen Schadstoffen werden je nach Vollständigkeit des Oxidationsprozesses bei jeder Form der Biomasse-Verbrennung mehr oder weniger stark Rußpartikel emittiert, die als Black Carbon in der Atmosphäre erhebliche negative Umweltauswirkungen verursachen. Dazu sind Stickstoffoxide aus Verbrennungsprozessen als sehr toxische und krebserregende Stoffe (N02) allgegenwärtig.

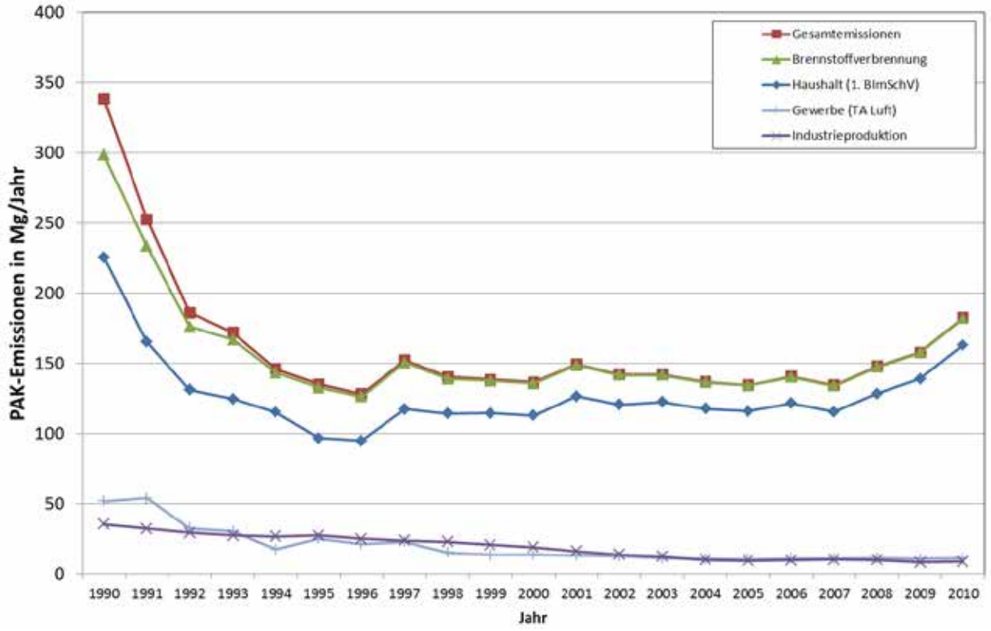


Abbildung 2: Nationale PAK-Emissionen (Deutschland) von 1990 bis 2 010 [4]

Zusammen mit CO und VOC werden aus Stickstoffoxiden relevante Mengen an bodennahem Ozon durch photochemische Prozesse (UV-Licht) gebildet. Ozon ist als sehr starkes Oxidationsmittel ein äußerst starkes und zudem auch krebserzeugendes Reizgas, welches regional die Atemluft stark belasten kann (Sommersmog) und dabei zudem zum Treibhauseffekt (GWP = 1 000) erheblich beiträgt.

Von der UNEP wurde in 2011 eine Studie zu Effekten von Black Carbon und bodennahem Ozon veröffentlicht [5]. In der Zusammenfassung für Entscheidungsträger [6] wurden die anstehenden Herausforderungen, notwendige Minderungsziele, Effekte auf Umwelt und Klima und Antworten sowie Maßnahmen anschaulich dargestellt. Aus diesem Papier ist zweifelsfrei ersichtlich, dass eine Schadstoffminderung bei Verbrennungsprozessen für CH4 und CO (Ozonvorläuferverbindungen) sowie Black Carbon einen großen Beitrag zur Minderung der negativen gesundheitlichen und klimatischen Auswirkungen leisten könnte. Auch Stickstoffdioxidemissionen werden aktuell kontrovers diskutiert [7], weil in Europa die Staaten die beschlossenen Reduzierung nicht einhalten konnten, Zitat aus [8]: „Nitrogen oxide (NOX) limits were exceeded most frequently, with 12 Member States failing to keep emissions below agreed ceilings. These were Austria, Belgium, Denmark, Finland, France, Germany, Ireland, Luxembourg, Malta, the Netherlands, Spain and Sweden."

Der Verlauf der Staubemissionen zeigt einen ähnlichen Trend wie der PAK-Ausstoß. Ab 2007 ist ein Anstieg aus dem häuslichen Bereich zu erkennen, während die Emissionen aus allen erfassten Quellen kaum e iner Änderung unterliegen. Um den Trend umzukehren und weitere Minderungen der Staubemissionen bei gleichzeitiger Steigerung der Nutzung an fester Biomasse in häuslichen Feuerungen zu ermöglichen, müssen intensiv weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten stattfinden.

Bei Verbrennungsprozessen sind insbesondere bei Verwendung von Bioenergieträgern zur Steigerung der Nachhaltigkeit zukünftig Emissionsminderungsmaßnahmen mit dem Fokus auf die Luftschadstoffe CO, CH4, NOX, PAK und Rußpartikel (Black Carbon) zu erforschen und auch unter Beachtung von Praxisbedingungen zu demonstrieren. Diese Schadstoffe können bei Einsatz von katalytischen abgasseitigen und integrierten Verfahren deutlich

reduziert werden. Zudem sind neue Regelungskonzepte sowie Optimierungen bereits bestehender Regelungen zu untersuchen und in die Praxis zu übertragen. Ein weiterer wichtiger Ansatzpunkt ist die Prozessoptimierung der Verbrennung und die Neuentwicklung von Feuerungsanlagen.

Der zeitliche Verlauf der Gesamtstaubemissionen aus der Energieerzeugung im Haushalt im Vergleich zu den Gesamtemissionen aus allen Quellen zeigt Abbildung 3 (Datenquelle: UBA [9]).

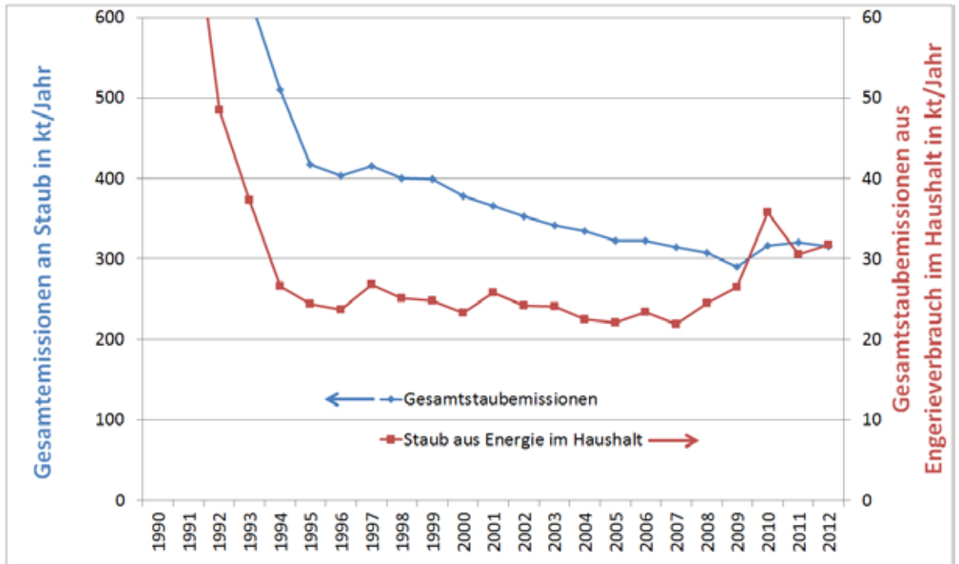


Abbildung 3: Nationale Gesamtstaubemissionen und Staub aus häuslichen Energiequellen (Deutschland) von 1990 bi s 2012 [9]

Nachfolgend werden wesentliche Ergebnisse von ausgewählten abgeschlossenen und laufenden FuE-Projekten am DBFZ aufgezeigt.

2. Herangehensweise und Methoden

Die Entwicklung von Maßnahmen zur Emissionsminderung an Biomasse-Kleinfeuerungen erfolgt auf Basis der theoretischen Grundlagen zur Schadstoffbildung. Ein umfassender Überblick dazu wurde im Rahmen des vom BMU geförderten Projektes „Wärme aus Holz - Feinstaubemissionen" erarbeitet. Teilergebnisse wurden im Endbericht [10] veröffentlicht, eine umfassende Buchpublikation dazu ist in Erarbeitung.

Aus den zahlreichen Arbeiten zur Emissionsminderung an Biomassefeuerungen haben sich am DBFZ folgende Forschungsansätze herausgebildet und etabliert.

Primärmaßnahmen

- Prozessansätze für emissionsarme Kleinstfeuerungen [1 1, 1 2, 1 3] (kleiner 5 kW) mit Staubemissionen unter 5 mg/m³i.N.,13 % 02 (mittelfristig) bzw. 2 mg/m³i.N.,13 % 02 (langfristig)
- Entwicklung von Regelungen und Verfahren für Biomassefeuerungen [1 4, 1 5]

Sekundärmaßnahmen

- Entwicklung von Oxidationskatalysatoren (Brennraum und Abgasnachbehandlung) [1 6, 1 7, 1 8, 1 9, 20]
- Erforschung der Vorgänge in Elektroabscheidern [2 1, 2 2]

Prüf- und Messtechnik

- Laser-Massenspektrometrie zur Online-Spurenanalytik von Aromaten [2 3]
- Entwicklung eines toxikologischen Prüfverfahrens für Kleinfeuerungen [10]
- Screening/Bewertung des Standes der Technik [2 4]

3. Ergebnisse zu anlagenseitigen Minderungsmaßnahmen

Detailuntersuchungen verschiedener Einflüsse auf Schadstoffemissionen aus Holzfeuerungen zeigen umfangreiche Minderungsansätze auf. Je nach Aufbereitungsform des Holzes ergeben sich dabei unterschiedliche Anforderungen an einen emissionsarmen Verbrennungsprozess. Nachfolgend wird anhand des Brennstoffes Holzhackschnitzel (HHS) aufgezeigt, wie auf Basis der gewonnenen Forschungsergebnisse ein Maßnahmenbündel für eine emissionsarme HHS-Verbrennungsanlage umgesetzt werden sollen.

Anschließend wird ein Schema zur Verallgemeinerung der Thematik auf unterschiedliche Kombinationen von Brennstoff und Feuerungsanlage vorgestellt und die sich ergebenden zusätzlichen Punkte beschrieben.

3.1. Holzhackschnitzel

Aus den erforschten Einzelmaßnahmen lässt sich am Beispiel „Vollautomatische Kesselanlage für HHS im Leistungsbereich unter 100 kW“ wie in Abbildung 4 dargestellt ein Gesamtminderungsmaßnahmenbündel ableiten.

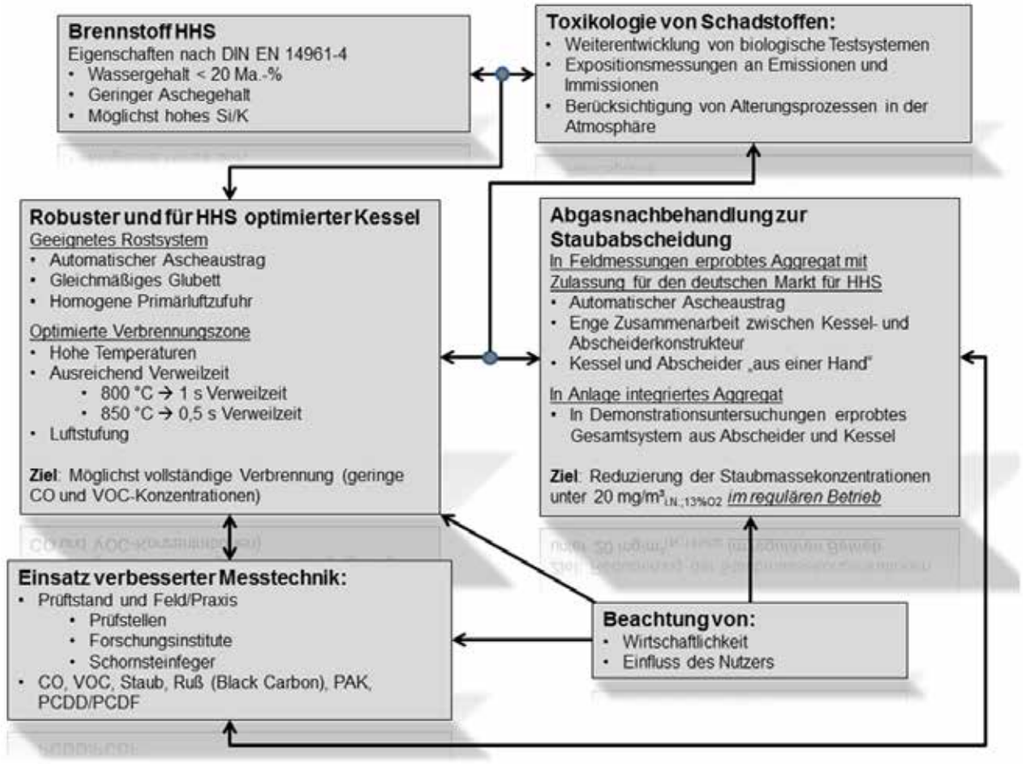


Abbildung 4: Maßnahmenbündel zur Reduzierung der Emissionen an HHS-Kesseln

Untersuchungen mit einem ausgewählten Holzhackschnitzelkessel [10] zeigten, dass einerseits die Brennstoffeigenschaften einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der Schadstoffemissionen haben, anderseits aber auch selbst bei Einsatz von Holzhackschnitzeln mit vergleichsweise hohen Wasser- und Aschegehalten mit einer ausgereiften robusten Feuerungstechnik mit gutem Regelungsalgorythmus ein guter Gasausbrand mit niedrigen CO- und VOC-Konzentrationen möglich ist. Der Kessel muss eine für die HHS-Eigenschaften ausgelegte Primärzone (z.B. Rostsystem) mit automatischem Ascheaustrag enthalten. Durch gezielte Luftstufung und automatische Verbrennungsregelung muss der Kessel auf veränderliche Brennstoffparameter - vor allem den Wassergehalt - automatisch reagieren können. Der Kessel muss in der Verbrennungszone ausreichend hohe Temperaturen von größer 850 °C bei Verweilzeiten größer 0,5 s sicherstellen. Bei geringeren Gasphasentemperaturen sind die Verweilzeiten für den Gasausbrand entsprechend zu erhöhen, z.B. T = 800 °C => τ > 1 s. Daraus kann abgeleitet werden, dass HHS mit Eigenschaften nach DIN EN 14961-4 bei Einsatz einer guten und optimierten Feuerungstechnik nahezu vollständig und damit emissionsarm verbrannt werden können. Anderseits muss jedoch auch auf die Höhe der Staubkonzentrationen verwiesen werden, die trotz des guten Gasausbrandes mit geringen Rußanteilen oberhalb der Grenzwerte der 2. Stufe der 1.BImSchV von 0,02 mg/m³ liegen. Daraus lässt sich der Schluss ziehen, dass moderne Holzhackschnitzelfeuerungen hinsichtlich der CO- und VOC-Emissionen unproblematisch sind, jedoch grundsätzlich für die Einhaltung der Staubgrenzwerte eine Abgasnachbehandlung (sekundäre Emissionsminderung) auf Basis Staubabscheider benötigen.

Eine Abgasnachbehandlung an HHS-Feuerungen mit Nennleistungen unter 100 kW kann aufgrund des begrenzten Marktangebotes derzeit nur durch Elektroabscheider erfolgen. In den Arbeiten zum Abscheidermonitoring wurden zwei am Markt verfügbare Aggregate identifiziert, die nach derzeitiger Kenntnis für HHS-Feuerungen geeignet sind, und auf dem Abscheiderprüfstand des DBFZ untersucht. Grundsätzlich ist es jedoch auch in diesem Leistungsbereich hinsichtlich des Praxisbetriebs und möglichst hoher Abscheidegrade sinnvoll, die Kesseltechnik zusammen mit auf den Anwendungsfall angepasster Abscheidertechnik zu realisieren. Idealerweise wäre es notwendig, für jeden Anwendungsfall einen dafür optimierten Abscheider in Einzelanfertigung zur Verfügung zu stellen. Dies ist aber nur möglich, wenn Kessel und Abscheider aus einer Hand bzw. in sehr enger Kooperation zwischen Kessel- und Abscheider-Konstrukteur angeboten werden. Hier ist jedoch auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen in diesem Leistungsbereich zu verweisen, da Einzelanfertigungen sehr kostenintensiv sind.

Dem DBFZ sind einige wenige Anlagen eines Kesselherstellers bekannt, die im Leistungsbereich über 100 kW mit individuellen Abscheideranlagen in der Praxis betrieben werden. Aus vertraulichen Informationen sind jedoch auch die Investitionskosten bekannt, die eine Wirtschaftlichkeit derzeit als nicht gegeben erscheinen lassen. Eine Leistungsreduktion wirkt sich nicht im gleichen Maße auf die Investitionskosten aus und führt im Gegenteil eher zu höheren relativen Anschaffungskosten der Sekundärmaßnahmen bei Leistungen unter 100 kW.

Weitere Entwicklungen unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit bei Elektroabscheidern sind derzeit in der Erarbeitung. Neben dem Elektroabscheider-System der CCA-Carola Clean Air GmbH, an dessen Entwicklung das KIT maßgeblich beteiligt ist, wurde an einer vom BMU geförderten und am DBFZ in Zusammenarbeit mit der BTU Cottbus und der Firma A.P. Bioenergietechnik GmbH in der Entwicklung befindlichen integrierten Abscheiderlösungen geforscht [2 5]. Beide Entwicklungen werden als vielversprechend eingestuft. Nach internen Informationen der CCA-Carola Clean Air GmbH wurden Felderprobungen angestrebt, die den Nachweis der Praxistauglichkeit zum Ziel haben. Auch die integrierte Abscheiderlösung speziell für den Kessel Ökotherm der Firma A.P. Bioenergietechnik GmbH wurde in der Heizperiode 2013/2014 als Prototyp in einer größeren Feldmesskampagne demonstriert.

Mit Anwendung neuer verbesserter und kontinuierlicher Messverfahren durch Prüfstellen, Forschungsinstitute und Schornsteinfeger ist zu erwarten, dass die Emissionen besser, d.h. vollständiger und genauer in Form von Emissionsfaktoren erfasst werden können. Wenn detaillierte Kenntnisse zu den Emissionsfaktoren von CO, VOC, Staub, Ruß, NOX, PAK sowie polychlorierten Dioxinen und Furanen (PCDD/PCDF) in Abhängigkeit von Brennstoff, Feuerungsprozess, Nutzerprofil und -verhalten sowohl am Prüfstand als auch in der Praxis vorliegen, können weitere Maßnahmen und Strategien aufgezeigt und in die Praxis von häuslichen Holzfeuerungen überführt werden.

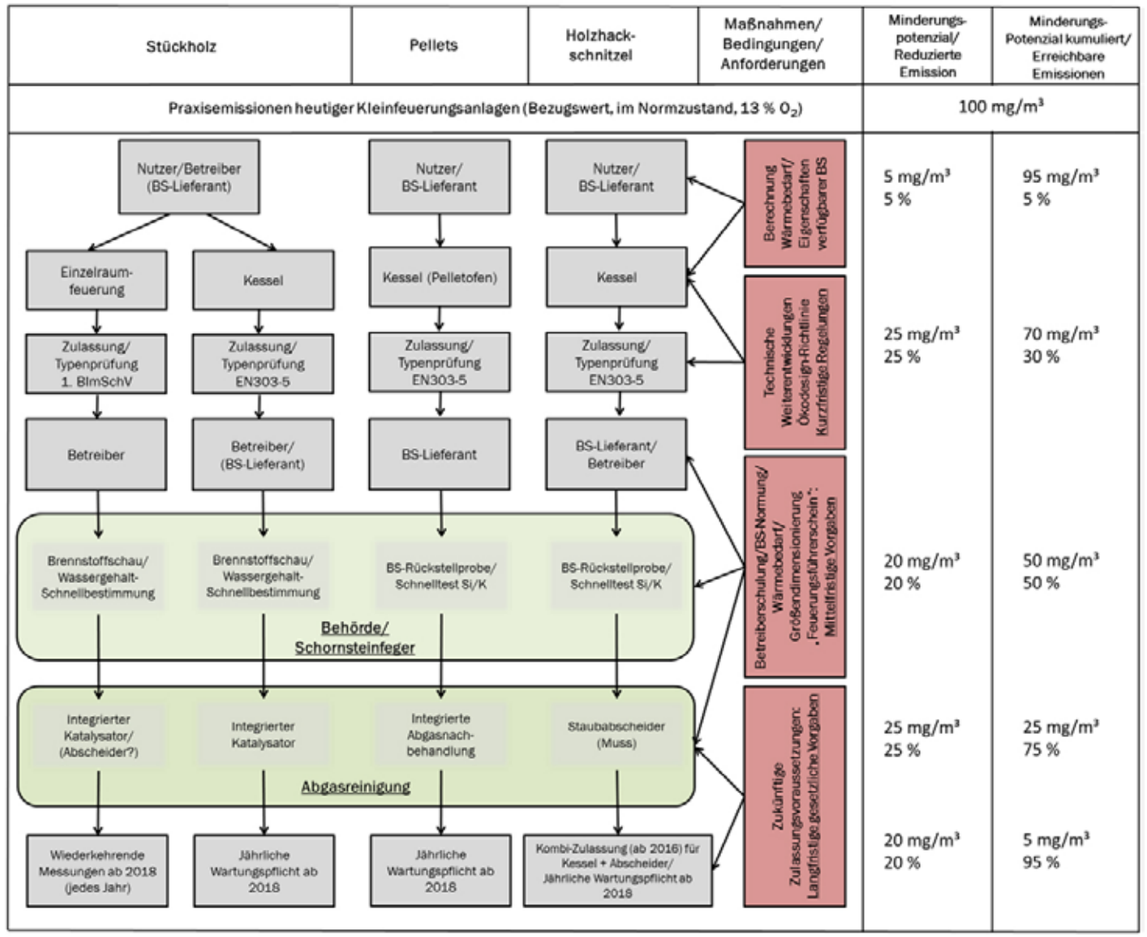


Abbildung 5: Maßnahmenschema zur Emissionsminderung an häuslichen Holzfeuerungen (BS: Brennstoff)

Bei Kesselanlagen hat die Auslegung der Leistungsgröße je nach zu beheizender Wohnfläche unter Berücksichtigung des Wärmedämmstandards des Gebäudes (Berechnung des Wärmebedarfs) eine bedeutende Rolle. Eine Überdimensionierung sollte in jedem Fall vermieden werden. Diese führt neben zu hohen Investitionskosten vor allem zu einem häufigen Teillastbetrieb, kurzen Betriebszeiten und häufigen Kesselstarts, die zu einer Verminderung der Jahresnutzungsgrade und zu steigenden Emissionen beitragen.

Zudem sollte durch entsprechende Änderungen der Richtlinien für Typenprüfungen und wiederkehrenden Messung vermieden werden, dass Kesselhersteller die Anlagen nur noch auf die Typprüfung (Nennlast und kleinste Teillast) sowie Nennlast im Feld hin optimieren und dabei aber instationäre Phasen sowie insbesondere die Anheizphase, die Betriebsdauer und die Ausbrandphase unberücksichtigt bleiben. Ein erster Ansatz könnte darin bestehen, bei der Typenprüfung einen „Norm"betriebszyklus, wie er beispielsweise von BE2020+ (Wieselburg, Österreich) und TFZ (Straubing) vorgeschlagen wird, für die Kesselzulassung vorzuschreiben. Entsprechend dem Sinn der wiederkehrenden Messung technische Störungen und einen mangelhaften Wartungs- und Reinigungszustand zu erkennen, dürfte die bereits verpflichtende Nennlastprüfung ausreichend sein.

In ähnlicher Weise sollten bei Einzelraumfeuerstätten nicht nur die quasistationären Verbrennungsphasen in der Typenprüfung betrachtet werden, sondern auch Emissionsmessungen über mehrere Abbrände hinweg sowie unter

Variation mit zugeführter Brennstoffleistung (Faktor 0,5 der Nennleistung und Faktor 1,5 der Nennleistung) durchgeführt werden. Hierbei ließen sich die sehr emissionsreichen Anzünd- und Anbrandphasen als auch Abweichungen vom Nennlastbetrieb bei der Zulassung/Typenprüfung berücksichtigen. Einzelraumfeuerungen, die bei den zusätzlichen Messungen einen Faktor 1,5 der Grenzwerte der 1. BImSchV nicht überschreiten, sollten besonders gefördert werden.

Ein weiterer Ansatzpunkt ist die Weiterentwicklung der Feuerungstechnik. Die Nachrüstung von Bestandsanlagen mit angepasster/optimierter Technik (Regelung, Brennraumeinbauten, Wärmeübertragerreinigung usw.) könnte durch entsprechende Anreizsetzung am Markt etabliert werden. Dabei ist jedoch durch ein entsprechendes Messprotokoll einer Prüfstelle der Nachweis zu erbringen, dass die Nachrüstsätze eine Emissionsminderung von mehr als 30 % ermöglichen. Auch der Austausch von manuell beschickten und ohne Regelung ausgestatteten Altgeräten durch vollautomatische Anlagen nach neuestem Stand der Technik sollte durch politische Rahmenbedingungen gefördert werden. Nur so ist die Weiterentwicklung der Feuerungstechnik für die Anlagenhersteller wirtschaftlich darstellbar. Langfristig müssen auch bei Einzelraumfeuerstätten Geräte verfügbar sein, die weitgehend vollautomatisch funktionieren und nicht mehr manuell im 20- bis 60-Minuten-Takt beschickt werden müssen. Ggf. wäre eine gesetzliche Regelung zu überlegen, nach der einfache Geräte (ohne Vollautomatik) nur noch dann erworben werden dürfen, wenn ein Altgerät verschrottet wird und eine Bescheinigung des Bezirksschornsteinfegers vorliegt, dass das Altgerät tatsächlich für eine gewisse Mindestzeit im Haus betrieben wurde und für die Wärmeversorgung nötig war.

Bereits aus früheren Versuchen ist bekannt, dass ein zu hoher Schornsteinzug zu einer Erhöhung der Emissionen führen kann. Außerdem führt der Schornsteinzug zu einer schnellen Auskühlung der Kessel. Dabei sind seit langem sowohl Zugbegrenzer für Schornsteine als auch motorisch betriebene Abgasklappen bekannt, die nach Ende der Ausbrandphase den Abgaskanal bis auf einen kleinen Sicherheitsspalt verschließen, um den Auskühlprozess deutlich zu verlangsamen. Da sich beide sinnvolle und kostengünstige Optionen bisher im Markt nicht durchgesetzt haben, ist zu überlegen diese verpflichtend einzuführen.

Wie auch schon im Verkehrssektor eingeführt sollten Umweltzonen eingerichtet werden, die nur noch den Betrieb von besonders emissionsarmen Feuerungen zulassen. Eine Aus- bzw. Nachrüstung von Feuerungen mit integrierten Abgasreinigungsvorrichtungen (integrierter Katalysator bzw. für die Feuerung vom Hersteller adaptiertem Staubabscheider) sollte mittel- und langfristig (etwa ab 2015) entsprechend positiv berücksichtigt werden, um eine vereinfachte Betriebszulassung zu erwirken. In Europa werden solche Entwicklungsansätze in den letzten Jahren verstärkt verfolgt. In Nordamerika (USA/Kanada) werden schon seit vielen Jahren Öfen angeboten, die mit Katalysatoren ausgerüstet sind. Entsprechend groß ist dabei die Auswahl an Katalysatoren mit angepasster Geometrie je nach Ofenfabrikat und -typ.

Langfristig wäre unabhängig von Brennstoff, Feuerungsart und Zusatzeinrichtung bzw. technischer Ausstattung eine wiederkehrende Messpflicht für häusliche Feuerungsanlagen wünschenswert, d.h. auch die große Zahl an Einzelraumfeuerstätten wäre regelmäßig im Betrieb zu messen. Hiermit könnte verstärkt sichergestellt werden, dass insbesondere Einzelraumfeuerstätten auch hinsichtlich des Praxisbetriebes weiterentwickelt und damit auch tatsächlich emissionsarm betrieben werden.

Eine einzuführende jährliche Wartungspflicht an Kesseln (für Stückholz, Pellets und HHS) durch den Hersteller unabhängig von der Schornsteinfegermessung sollte nach derzeitigem Kenntnisstand eine nennenswerte Emissionsminderung ermöglichen. Die jährlichen Wartungen sollten die Prüfung aller Sensoren (Temperatur, Druck, Lambda usw.) und der Regelungseinstellung sowie die Reinigung des Feuerraumes, der Wärmeübertragerzone und der Ascheaustragseinrichtungen beinhalten. Zusätzlich sollten alle verschleißanfälligen Bauteile auf Korrosion, Risse und sonstige Defekte hin untersucht werden. Integrierte und nachgerüstete Bauteile zur Abgasreinigung sollten ebenfalls Bestandteile der jährlichen Wartung sein. Defekte Bauteile sollten vor einer Wiederinbetriebnahme ausgetauscht werden müssen. Der Nachweis sollte durch ein Protokollheft dokumentiert werden.

An den Anlagen betriebene Abgasreinigungssysteme sollten ebenfalls der jährlichen Wartung/Überwachung unterliegen. Auch sollten an Feuerung und Abscheider getrennt mitlaufende Datenlogger als Betriebsstundenzähler vorgesehen werden, um eine Nachvollziehbarkeit des Feuerungsbetriebs ermöglichen zu können.

Da es derzeit nur wenige Abscheider im praktischen Feldbetrieb gibt, ist die Dauerbetriebssicherheit noch nicht in jedem Fall garantiert. Diese muss aber erreicht werden, um Abscheider als zielführende Option zur Emissionsminderung zu erschließen. Dies wird letztlich nur bei einer stärkeren Verbreitung von Abscheidern im praktischen Einsatz möglich sein. Damit die Nutzer, welche die nicht unerheblichen Kosten für einen Abscheider in Kauf nehmen, nicht durch mögliche Betriebsstörungen während der wiederkehrenden Messung bedroht sind, sollte zumindest für eine gewisse Übergangszeit bei Überschreitung der Emissionsgrenzwerte nach dem Abscheider mittels einer zweiten Messung der Staubgehalt vor dem Abscheider ermittelt werden und dann der zertifizierte Abscheidegrad des Abscheiders rechnerisch zum Ansatz kommen. Natürlich ist der Abscheider umgehend nach der Messung durch den Hersteller instand zu setzen.

Um die Marktreife schneller zu erreichen sollte die breite Markteinführung der Abscheider intensiv wissenschaftlich begleitet werden. Die Erfahrungen sollten direkt zentral an alle interessierten Abscheider- und Kesselhersteller zurückgekoppelt werden. Zudem sollte versucht werden, die Abscheider- und die Kesselhersteller dazu zu bewegen, ihre Produkte (im Bereich unter 100 bis 200 kW Nennleistung) in geschlossenen Paketen für die Kunden anzubieten, damit eine effiziente und kundenfreundliche Umsetzung ermöglicht wird.

4. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Als wesentliche derzeitige Problemfelder konnten folgende Punkte identifiziert werden.

» Brennstoffe

Bei allen Brennstoffen hängen die Staubemissionen von staubbildenden Aschekomponenten ab. Insbesondere Kalium kann je nach Brennstoffart, aber auch je nach Standort (Bodenbedingungen) sehr stark variieren. Kalium ist eine der wesentlichsten Aschekekomponenten und wird zu 15 bis 35 % des Brennstoffanteils als Staub in die Atmosphäre freigesetzt. Bisher fehlen jegliche Vorgaben zur Begrenzung der Kalium-Gehalte in Brennstoffen.

Bei allen Holzbrennstoffen (außer Holzpellets und Holzbriketts) stellen zu hohe Wassergehalte ein erhöhtes Emissionsrisiko dar. Außerdem können insbesondere bei Scheitholzeinzelfeuerstätten erhöhte Emissionen durch falsche Stückigkeiten auftreten.

» Nutzer

Bei allen handbeschickten Feuerungen können Nutzer wesentliche Störungen einer sauberen Verbrennung bedingen. Zudem führen fehlende Wartungs- und Kundendienstaufträge bei allen Feuerungsarten zu weiteren Emissionsanstiegen. Auch eine nicht angepasste Dimensionierung der Feuerungen führt zu erhöhten Emissionen im Praxisbetrieb. Aufklärung und technische Maßnahmen sind daher notwendig.

» Technik

Aus Kostengründen wird vielfach keine optimale Technik eingesetzt. Viele Feuerungsanlagen werden zudem vor allem auf Prüfstandwerte hin optimiert und weisen dann häufig im praktischen Betrieb deutlich höhere Emissionswerte auf.

» Abscheider

Abscheider für Kleinfeuerungsanlagen sind in der Regel nicht mit industriellen Abscheidern vergleichbar. Abscheidegrade bei üblichen Staubemissionen von 70 bis 80 % erscheinen realistisch. Bisher sind die Dauerstandfestigkeit der Geräte sowie deren Wirksamkeit im praktischen Betrieb im deutschen Markt nur bedingt nachgewiesen. Die Abstimmung zwischen Feuerungsherstellern und Abscheiderherstellern ist häufig nicht ausreichend und in Ausnahmefällen sogar mangelhaft.

Folgende Handlungsempfehlungen wurden daher abgeleitet.

Kurzfristig (1 bis 3 Jahre)
Die Einrichtung einer nationalen Plattform „Feinstaubminderung“ mit den wichtigsten Forschungseinrichtungen, Projektträgern, sowie den Verbänden der handelnden Akteure mit den folgenden Aufgaben:

- Forschungs- und Entwicklungsbedarf identifizieren
- Abstimmung der Forschungsarbeiten
- Setzen einheitlicher Bewertungs- und Zielkriterien für die Forschung und Entwicklung
- Abstimmung der Aufklärungsarbeit der Schornsteinfeger mit den Schulungsmaßnahmen der Hersteller sowie den Aufklärungsbestrebungen von Bund, Ländern und Kommunen
- Abstimmung von Überlegungen zur Kopplung von Umweltschutzmaßnahmen mit Effizienzmaßnahmen in der Anlagentechnik
- Abstimmung möglicher Zielsetzungen für eine potenzielle Novellierung der 1.BImSchV

Die Erweiterung der in Deutschland vorhandenen Pelletqualitätssiegel um ein Kriterium zur Kalium-Begrenzung ist erforderlich.

Die Intensivierung der Aufklärung über die Schornsteinfeger und die Ausweitung der Aufklärung auf Kesselanlagen ist anzustreben.

Mittelfristig (3 bis 5 Jahre)
Die verpflichtende Ergänzung um einen Kalium-Grenzwert und ggf. eine Reglementierung weiterer staubbildender Elemente im Brennstoff in den einschlägigen internationalen Normen ist anzustreben. Mit Hilfe der oben angesprochenen Plattform soll eine Etablierung von Staubabscheidern als marktfähige Produkte angestrebt werden.

Gleichzeitig soll die Etablierung eines neuen Standes der Technik für insgesamt emissionsarme Biomasseverbrennungstechniken ermöglicht werden, auf dessen Basis regulatorische Ansätze zu entwickeln sind, die im Segment der Einzelraumfeuerstätten eine drastische Minderung der Emissionen (um bis zu 40 %) ermöglichen (Pflicht zu Abscheider, automatischer sensorgestützter Luftregelung oder innovativem Brennstoffzuführungskonzept).
Eine Verpflichtung zur korrekten Leistungsauslegung für Biomassekessel ist notwendig.
Innerhalb von ausgewiesenen Luft-Immissionsschutzgebieten soll eine Festlegung von 5 mg/m³ i.N. bei 13% 02 als Staubemissionsgrenzwert anstatt von Feuerungsverboten möglich sein.

Langfristig (mehr als 5 Jahre)

Die Umsetzung durch Fortschreibung der mittelfristig angeschobenen Maßnahmen ist durchzuführen.
Die Entwicklung von Technologien für alle zukünftig eingesetzten Feuerungsanlagentypen mit Staubemissionen unter 1 mg/m³ i.N. bei 13% 02 ist anzustreben, um dem Anstieg des Anteils der Feinstaubemissionen aus Biomassefeuerungsanlagen am gesamten Feinstaubausstoß in Deutschland entgegenzuwirken.

5. Danksagung

Die dargestellten Forschungsergebnisse und Erkenntnisse wurden mit Fördermitteln der Ministerien Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) und Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) erarbeitet.

6. Literatur

[1] AGEE-Stat (2014): Erneuerbare Energie im Jahr 2013,http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Broschuere/agee-stat-erneuerbare-energien-im-jahr-2013.pdf, Zugriff 31.07.2014

[2] Warnatz, J; Maas, U.; Dibble, R.W. (2006): Combustion, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

[3] Joos, F. (2006): Technische Verbrennung, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

[4] Umweltbundesamt: Zugriff: 2012.12.20 http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/archiv/EM_Entwicklung_in_D_ Trendtabelle_POP_v1.3.0_out.xls.zip

[5] United Nations Environment Programme (UNEP): Zugriff: 2012.12.20 http://www.unep.org/publications/contents/pub_details_search.asp?ID=6201

[6] United Nations Environment Programme (UNEP): Zugriff: 2012.12.20 http://www.unep.org/dewa/Portals/67/pdf/BlackCarbon_SDM.pdf

[7] Umweltbundesamt: Zugriff: 2012.12.20: http://www.umweltbundesamt.de/luft/stickstoff/index.htm

[8] European Environment Agency: Zugriff: 2012.12.20 http://www.eea.europa.eu/highlights/nitrogen-oxide-emissions-still-a

[9] Umweltbundesamt: Zugriff: 2014.07.31 http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/2013_11_25_em_entwicklung_in_d_trendtabelle_luft_v1.2.xlsx

[10] Hartmann, I; Lenz, V. (2012): Wärme aus Holz - Feinstaubemissionen. Abschlussbericht 2012, FKZ: 03MAP144, BMU.

[11] Hartmann, I.; König, M.; Matthes, M.; Thiel, C.; Günther, S. (2014); Patentverfahren 10 2014 001 785.0 Deutschland: Kleinstfeuerungsanlage für biogene Festbrennstoffe, eingereicht am 12.02.2014.

[12] Matthes, M.; Hartmann, I.; König, M. (2014): Investigations at a Micro-Scale Installation Regarding Emission Reduction by Air Staging and Integrated Catalysis; Chemical Engineering Transaction; vol. 37; p. 13-18; DOI: 10.3303/CET1437003

[13] König, M.; Hartmann, I.; Ortwein, A. (2013): Basic studies on the development of micro combustion systems for biomass. In: Abstract Book of the 6th European Combustion Meeting, p. 445, Lund/Sweden 2013 - ISBN: 978-91-637-2150-2.

[14] Thiel, C.; Hartmann, I.; Kohler, H.; Brunner, S. (2014): Emissionsminderung durch integrierte und kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinfeuerungen – Feuerungsanlage: Einzelraumfeuerung; In: Thrän, D.; Pfeiffer, D. (Hrsg.): Festschrift. Konferenz 5 Jahre BMU-Förderprogramm "Energetische Biomassenutzung": Wege zur effizienten Bioenergie (Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Band 15), Leipzig 2014; S. 68ff. - ISSN: 2199-2762.

[15] Bindig, R.; Hartmann, I.; Matthes, M.; Thiel, C. (2012): Emissionsminderung durch integrierte und kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinfeuerungen. Konferenz "Energetische Biomassenutzung - Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft", Berlin, 5.11.2012

[16] Hartmann, I.; Lenz, V.; Schenker, M.; Thiel, C.; Einicke, W.D.; Bindig, R.; Roland, U. (2011): Katalysatoruntersuchungen an einer Technikumsanlage für Biomasse-Kleinfeuerungen. In: Chemie Ingenieur Technik (2011), 83: 371 - 376. doi: 10.1002/cite.201000106

[17] Hartmann, I.; Bindig, R.; Thiel, Ch.; Matthes, M.; Butt, S. (2012): Application of Heterogeneous Catalysis in Small-Scale Biomass Combustion Systems. In: catalysts - open access online journal (2012) ISSN 2073-4344.

[18] Bindig, R.; Butt, S.; Dvoracek, D.; Enke, D.; Hartmann, I.; Werner, F. (2014): Manganese oxide catalysts to reduce the emission of small scale stoves, Posterbeitrag, Jahrestreffen deutscher Katalytiker, 12.03.-14.03.2014, Weimar.

[19] Specht, B.; Werner, F.; Hartmann, I.; Bindig, R.; Butt, S.; Enke, D.; Dvoracek, D. (2013): Patentverfahren 10 2013 020 398.8 Deutschland: Brennraum, Vorrichtung mit Brennraum, Verfahren und Nachrüstset, eingereicht am 10.12.2012, Anmeldetag: 10.12.2013

[20] Butt, S.; Enke, D.; Hartmann, I. (2013): Neuartiger emissionsarmer Kaminofen „DBU-NEKO“ Minderung der Schadstoffe durch katalytisch wirksame Baugruppen in einem neuartigen Kaminofen. In: Thrän, D.; Pfeiffer, D. (Hrsg.): Festschrift. Konferenz 5 Jahre BMU-Förderprogramm "Energetische Biomassenutzung": Wege zur effizienten Bioenergie (Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Band 15), Leipzig 2013 - ISSN: 2192-1806

[21] Bindig, R.; Hartmann, I.; Koch, C.; Matthes, M.; Schenker, M.; Thiel, C.; Kraus, M.; Roland, U.; Einicke, W.-D. (2011): Abgasreinigung an Biomassekleinfeuerungsanlagen und experimentelle Untersuchungen zur Kombination von katalytischen und elektrostatischen Abgas-reinigungsverfahren. In: Chemie Ingenieur Technik (2011), 83: 2105 - 2120. doi: 10.1002/cite.201100062

[22] Bindig, R.; Hartmann, I.; Matthes, M.; Thiel, C. (2012): Emissionsminderung durch integrierte und kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinfeuerungen. Konferenz "Energetische Biomassenutzung - Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft", Berlin, 5.11.2012

[23] Seidler, A. (2014): „Zeit- und ortsaufgelöste Spurenstoffanalyse in Feuerungsanlagen für biogene Reststoffe mittels Laser-Massenspektrometrie“ Deutsche Gesellschaft für Abfallwirtschaft e.V., Tagungsband 4. Wissenschaftskonkress Abfall- und Ressourcenwirtschaft, 27.-28. März 2014, Münster, ISBN 978-3-98-11142-4-9

[24] Hartmann, I.; Lenz, V.; Schenker M.; Thiel, C.; Kraus, M.; Matthes, M.; Roland, U.; Bindig, R.; Einicke, W.-D. (2011): Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen, DBFZ Report Nr. 6. Leipzig: DBFZ, 2011 – ISSN: 2190 – 7943

[25] Matthes, M.; Hartmann, I. (2014): Emissionsminderung durch integrierte und kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinfeuerungen – Feuerungsanlage: Multifuelkessel. In: Thrän, D.; Pfeiffer, D. (Hrsg.): Festschrift. Konferenz 5 Jahre BMU-Förderprogramm "Energetische Biomassenutzung": Wege zur effizienten Bioenergie (Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Band 15), Leipzig 2014; S.30ff. - ISSN: 2199-2762.

Dr. Volker Schmatloch (Spartherm Feuerungstechnik GmbH)

Emissionsminderung in Einzelraumfeuerungen - praktische Anwendung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten

Dr. Volker Schmatloch
Spartherm Feuerungstechnik GmbH
Maschweg 38, 49324 Melle
v.schmatloch@spartherm.com

Holzenergienutzung für die Wohnraumbeheizung liefert einen wichtigen Beitrag zur Nutzung erneuerbarer Energie. Dabei spielen vor allem Einzelraumfeuerstätten wie Kamin- oder Kachelöfen eine bedeutende Rolle. Allerdings begrenzen die charakteristischen Eigenheiten dieser Feuerstätten die Möglichkeiten zur Optimierung der Verbrennungsbedingungen. Mit speziellen Maßnahmen können aber deutliche Verbesserungen des Emissionsverhaltens erreicht werden, wobei zu beachten ist, dass diese Maßnahmen verträglich sind mit dem Einsatz im Wohnbereich. Ein kürzlich abgeschlossenes Projekt hatte zum Ziel zu zeigen, dass durch kombinierte Maßnahmen zur Emissionsminderung diesem Einsatzort Rechnung getragen werden kann und gleichzeitig deutlich eine Minderung der Abgasemissionen im praktischen Betrieb erreicht wird.

1. Einführung

Mit Holz betriebene Einzelraumfeuerstätten wie Kaminanlagen Kachel- oder Kaminöfen werden Ansprüchen ganz unterschiedlicher Arten gerecht. Wie kein anderes Heizgerät kann der Holzofen in der Wohnstube oder die Kaminanlage, die Wünsche des Benutzers nach Ästhetik, Ambiente und Behaglichkeit im eigenen Heim oder auch in der Wohnung mit Technik zur Sicherstellung des Grundbedürfnisses nach Wärme in Einklang bringen. Wichtige Voraussetzung dafür ist das Zusammenwirken von Handwerk und Industrie, wodurch individuell ausgelegte Feuerstätten realisiert werden können, die dem Stand der Technik auch in Hinblick auf Verbrennungsqualität und Energieeffizienz genügen. Dabei werden in Zukunft nachgeschaltete oder integrierte Komponenten, wie Steuerungen, Regelungen, Filtermodule oder Katalysatoren eine zunehmende Bedeutung haben.

Die technischen Anforderungen an Feuerungen sind seit einigen Jahren stetig gestiegen. Ansprüche aufgrund neuer baulicher Standards, insbesondere in Hinblick auf die Wärmedämmung, erfordern eine entsprechende Ausführung und Technik von Feuerungsanlagen. Dichtere Gebäudehüllen erfordern technische Lösungen für die Verbrennungsluftzufuhr oder für den gemeinsamen Betrieb mit Lüftungsanlagen. So entstand die Technik für raumluftunabhängige Feuerstätten mit selbstständig dicht schließender Feuerraumtür sowie hoher Dichtigkeit von Brennraum, Verbrennungsluft- und Abgasleitungen.

Fortlaufend haben sich die Ansprüche an die Verbrennungsqualität erhöht. Das Ziel besteht einerseits darin, durch einen hohen feuerungstechnischen Wirkungsgrad die mit dem Brennstoff zugeführte Energie gut auszunutzen. Allerdings ist hier die Besonderheit von Einzelraumfeuerstätten zu beachten, dass deren Funktion auf natürlichem Schornsteinzug basiert. Daher haben moderne Einzelraumfeuerstätten hinsichtlich des Wirkungsgrades ein Optimum erreicht. Weitere Wirkungsgradsteigerungen würden unverhältnismäßig höhere Anforderungen an die Schornsteinanlagen stellen oder sogar die Zuverlässigkeit des Naturzugbetriebes in Frage stellen.

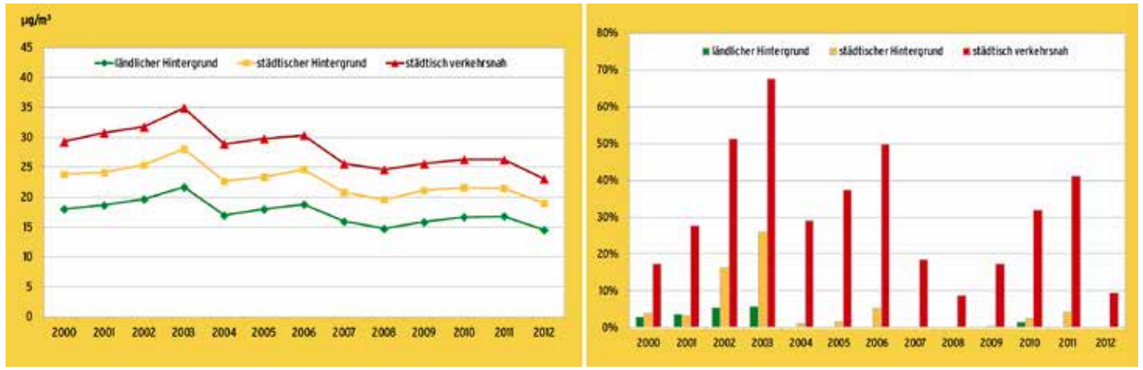


Abbildung 1; links: Verlauf der PM10-Jahresmittelwerte, zulässig nach Feinstaubrichtlinie sind 40µg/m3. Die verkehrsnahen Messstationen (rote Kurve) zeigen die höchsten Belastungen. rechts: Stationen mit mehr als 35 jährlichen Überschreitungen des Tagesgrenzwertes für die PM10-Belastung. Die Abbildung zeigt, dass „die Nichteinhaltung dieses Grenzwertes fast ausschließlich ein Problem verkehrsnaher Messstationen war und ist". (Quelle: Umweltbundesamt, www.uba.de)

Höhere Ansprüche an die Verbrennungsqualität werden daher in besonderem Maße auf die Vermeidung von Schadstoffemissionen abzielen, um die Luftbelastung so gering wie möglich zu halten. Bekannte Abgaskomponenten sind das Kohlenmonoxid, welches allerdings vor allem als Indikator für die Verbrennungsgüte herangezogen wurde, sowie der Staub. Insbesondere die Staubemissionen aus verschiedensten Quellen sind seit einigen Jahren stark in das allgemeine Interesse gelangt. Wesentlicher Auslöser dafür war zu dieser Zeit weniger eine Negativentwicklung der Luftqualität, sondern eher das Inkrafttreten der europäischen Feinstaubrichtlinie 99/30/EG [1] zum Jahre 2005, in der Grenzwerte für Kohlenstoffmonoxid, Stickstoffoxide, andere gasförmige Stoffe sowie Schwebstaub (PM10) festgelegt wurden. Abbildung 1 zeigt im mehrjährigen Trend die leicht abnehmende PM10-Belastung der Luft.

Da sich großtechnische Verbrennungsprozesse (industrielle Produktion, Kraftwerke, Müllverbrennung u.ä.) sowie insbesondere der Straßenverkehr als bedeutendste Verursacher von Luftverschmutzung erwiesen hatten, wurden Abhilfemaßnahmen in diesen Sektoren bereits vor längerer Zeit eingeleitet. Angesichts der Erfolge bei der Emissionsminderung in diesen Bereichen traten auch andere Quellen stärker in den Vordergrund. Daher werden seit einiger Zeit auch im Bereich des Hausbrandes, also bei Feuerungen zur Wohnraumbeheizung, verstärkte Anstrengungen zur Emissionsminderung, insbesondere zur Senkung von Feinstaubemissionen, unternommen.

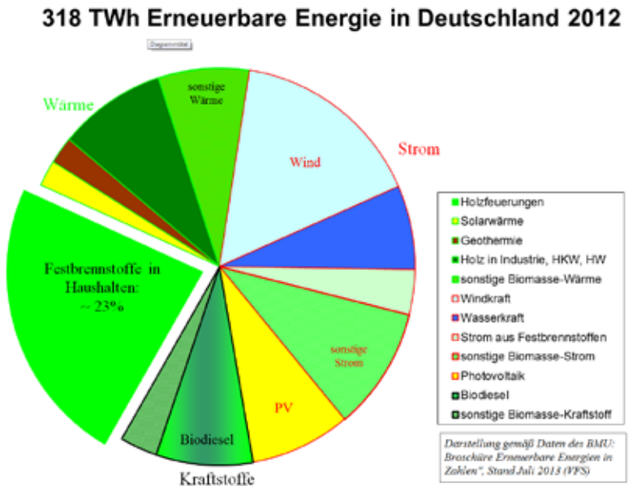


Abbildung 2: Energie aus erneuerbaren Quellen – Einzelfeuerungen tragen erheblich zur CO2-Einsparung bei - fast ein Viertel der erneuerbaren Endenergie durch die Nutzung von Festbrennstoffen in Haushalten und damit durch Holzverbrennung.

Einerseits ist das Heizen mit Holz eine besonders CO2-neutrale Methode der Wohnraumbeheizung und leistet in Deutschland den größten Anteil bei der Nutzung erneuerbarer Energie – noch vor Windenergie oder Photovoltaik (Abb. 2). Angesichts der großen Anzahl der Einzelraumfeuerstätten von über 14 Millionen kann davon der größte Teil den Einzelraumfeuerstätten zugeschrieben werden. Diese Überlegungen machen deutlich, dass die Holzfeuerungen, darunter insbesondere auch Kachelofen und Kamin, einen wichtigen Beitrag leisten für die ehrgeizigen Ziele in Bezug auf CO2-Einsparung.

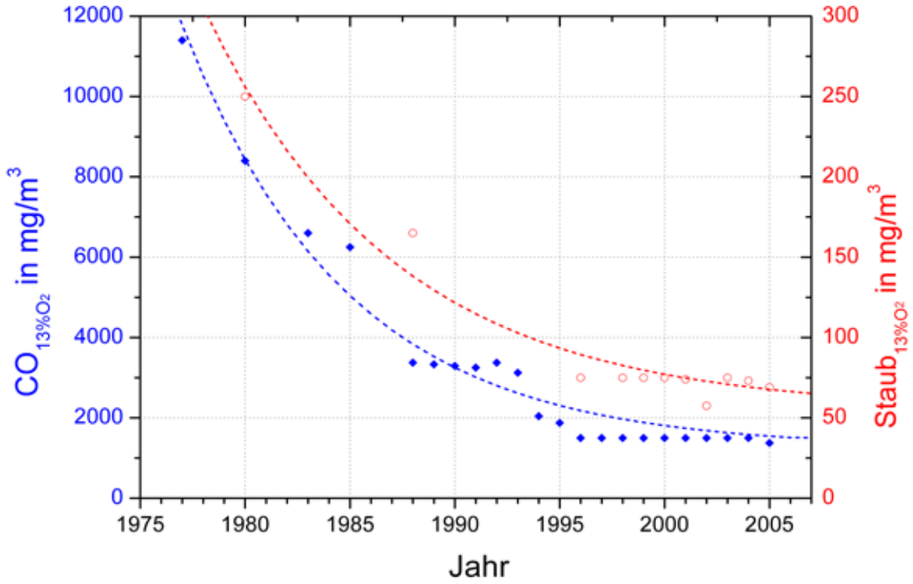


Abbildung 3: Entwicklung der CO- und Staubemissionswerte von Einzelfeuerstätten (Quelle: HKI).

Andererseits entstehen aber bei der Holzenergienutzung wie bei anderen Verbrennungsprozessen auch Abgasemissionen. Aufgrund der speziellen Randbedingungen (manueller chargenweise Betrieb, Naturzug, Sichtfeuer) ist das Emissionsverhalten insbesondere bei älteren Einzelraumfeuerstätten vergleichsweise ungünstig, dies gerade auch in Hinblick auf Feinstaubausstoß [2-5]. Die technischen Entwicklungen zielen auf die Verringerung dieser Emissionen, um die Vorteile der vermehrten Nutzung des Brennstoffes Holz ohne nachteilige Auswirkungen auf die Umgebungsluftqualität zu ermöglichen. Seitens der Industrie wurden daher bereits Anstrengungen zur Emissionsminderung unternommen, bevor die novellierte Bundesimmissionsschutzverordnung (1.BImSchV) im Jahre 2010 in Kraft trat. Die Ergebnisse dieser Anstrengungen schlagen sich zum einen in den bei Typprüfungen ermittelten Werten für den Kohlenstoffmonoxidausstoß nieder (Abb. 3) und zum anderen in der Einführung freiwilliger Qualitätszeichen wie dem „HKI-Cert“ [6] mit Qualitätsnachweis über die HKI-Datenbank (www.zert.hki-online.de).

Tabelle 1: Beispiele für Anforderungen hinsichtlich Staubemissionen und CO für Einzelraumfeuerstätten. Beachte: Für Kessel gelten gemäß 1.BImSchV §5 andere Regelungen als für Einzelraumfeuerstätten (1.BImSchV Anhang 4).

	1. BImSchV 1. Stufe ab 2010	1. BImSchV 1. Stufe ab 1.1.2015	DINplus	LRV Schweiz	„15A“ Österreich
CO	1500 mg/m³	1250 mg/m³	1500 mg/m³	1500mg/m³	1100 mg/MJ
Staub	75 mg/m³	40 mg/m³	75 mg/m³	75 mg/m³	60 mg/MJ

Die 1.BimSchV legt seit 2010 Grenzwerte für die CO- und Staubemissionen von Feuerungen fest (Tabelle 1) und unterscheidet dabei zwischen Einzelraumfeuerstätten einerseits und anderen Feuerungsanlagen für verschiedene Brennstoffe und Leistungen von 4kW bis über 500kW andererseits. Diese Unterscheidung wurde genauer durch die Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (www.lai-immissionsschutz.de) definiert.

Für die hier angestellten Betrachtungen ist es wichtig, sich den Unterschieds zwischen „Kesseln“ einerseits und „Einzelraumfeuerstätten“ andererseits bewusst zu machen. Einzelraumfeuerstätten dienen zur vorrangigen Beheizung des Aufstellraumes, werden händisch beschickt und basieren auf Naturzug. Einzelraumfeuerstätten gibt es in einer Vielzahl von Bauformen, da sie häufig insbesondere auch Teil der Innenarchitektur des Wohnraumes (siehe Foto) sind und für Gemütlichkeit und ein angenehmes Ambiente gewünscht sind – Aspekte, denen man mit einer rein technischen Betrachtung dieser Geräte oder Anlagen nicht gerecht wird.

2. Verfügbare Technik

Auf dem Markt gibt es seit längerem einige Vorrichtungen, die die klassische Holzfeuerstätte ergänzen. Diese Zusatzkomponenten zielen auf den Ausgleich von Schornsteinzugschwankungen, auf die Verbrennungsluftsteuerung oder –regelung oder auf Filter oder Katalysatoren zur Emissionsminderung.

Zugregler gibt es seit langem für den Einbau in den Schornstein. Bei zu starkem Schornsteinzug öffnet eine Klappe einen Weg für Nebenluft. Damit wird einerseits direkt der Zug an der Feuerstätte reduziert, zugleich senkt die Nebenluft aber auch die Abgastemperatur im Schornstein und reduziert damit den Auftrieb. Es gibt vereinzelt auch Feuerstätten, in denen ein solcher Zugbegrenzer integriert ist. Darüber hinaus gibt es auch eine Zugregelung zur Integration in eine Kaminanlage, wobei die zugbegrenzende Funktion einer Nebenluftklappe mit einem Abgasgebläse, welches auf den Schornsteinkopf gesetzt werden kann, kombiniert wird. Mit diesem System lässt sich sowohl zu geringer als auch zu hoher Schornsteinzug kompensieren.

Während Systeme zur Zugreglung sich im Markt bisher nicht durchgesetzt haben, sind Verbrennungsluftsteuerungen bereits gut etabliert. Dabei handelt es sich fast ausschließlich um sehr einfache Systeme, die Abgastemperatur

gesteuert arbeiten. Ein wesentliches Ziel dieser Systeme besteht in der Verbesserung des Bedienungskomforts, indem dem Ofenbetreiber das Nachregeln der Lufteinstellung abgenommen wird. Möglicherweise gelingt durch die automatische Lufteinstellung tatsächlich ein gegenüber der manuellen Lufteinstellung besserer Betrieb mit geringeren Abgasemissionen oder sogar höherem Wirkungsgrad. Man kann aber vor allem davon ausgehen, dass der größere Nutzen hinsichtlich Emissionsminderung dadurch erreicht wird, dass Fehlbedienungen vermieden werden. Aus der Praxis ist bekannt, dass manche Ofenbetreiber teils aus Unachtsamkeit, teils aufgrund falscher Vorstellungen nicht die korrekten Einstellungen der Verbrennungsluft vornehmen. Es ist immer wieder festzustellen, dass Betreiber nicht darauf achten, die Luft beim Zünden ganz zu öffnen oder nach dem Zünden auf die Betriebsposition zu stellen. Diese Fehler werden durch eine automatische Luftsteuerung zuverlässig vermieden. Ebenso kann vermieden werden, dass Betreiber in der Absicht, Brennstoff zu sparen, die Luft übermäßig drosseln. Eine solche Verbrennung unter Luftmangel kann zu deutlich erhöhten Emissionen führen. Wenn also eine automatische Luftsteuerung allein solche Fehlbetriebssituation vermeidet, können erhebliche Emissionen vermieden werden.

In jüngerer Zeit gibt es vermehrt Ansätze durch Abscheider, Filter oder Katalysatoren Emissionen zu senken. Insbesondere zur Partikelabscheidung gibt es eine Reihe von Lösungen, wobei der Schwerpunkt bisher auf elektrostatischen Abscheidern lag, die unmittelbar hinter der Feuerstätte angeordnet sind (siehe Foto, oben rechts) oder nahe der Schornsteinmündung eingesetzt werden. Daneben werden auch Filter basierend auf Schaumkeramik oder Schüttungen angeboten.

In einem kürzlich abgeschlossenen Projekt wurden verschiedene Methoden zur Abgasminderung in eine handelübliche Feuerstätte integriert und unter den Aufstellbedingungen eines Wohnraumes über mehrere Monate erprobt. Die Ergebnisse dieses Projektes werden an anderer Stelle präsentiert. Im Rahmen des Projektes wurde ein Kamineinsatzmodell mit einer speziellen Luftregelung versehen, die auf Basis eines Sauerstoff- und eines CO/HC-Sensors arbeiten soll. Darüber hinaus wurde ein Katalysator und ein elektrostatische Abscheider integriert. Erfahrungen mit dieser Kombination wurde über die drei Heizperioden seit 2011 gesammelt.

3. Praktische Anwendung

Für den praktischen Einsatz sind einige Grundvoraussetzungen zu erfüllen. In der Regel gibt es nur sehr begrenzten Einbauraum für etwaige zusätzliche Bauteile und oft ist die Zugänglichkeit stark erschwert. Dies trifft vor allem auf verbaute Kaminanlangen oder Kachelöfen zu. Wohingegen Kaminöfen zwar leicht zugänglich sind, aber kaum Platz im Inneren bieten. Für den Einsatz im Wohnraum dürfen keine störenden Geräusche oder Gerüche auftreten. Gerade was die Geräusche angeht, sind sehr hohe Anforderungen zu stellen, wenn man den Betrieb im abendlichen Wohnzimmer vor Augen hat. Ebenso darf eine ansprechende Gestaltung der Feuerstätte nicht beeinträchtigt werden, um Akzeptanz beim Betreiber zu finden. Die Akzeptanz kann gefördert werden durch Erleichterungen der Bedienung der Feuerstätte. Umgekehrt ist ein erhöhter Bedienungs- oder Reinigungsaufwand kritisch zu betrachten. Die Abreinigung von Abscheide- oder Filtereinrichtungen sollte möglichst selten erforderlich sein und am besten automatisch erfolgen. Hier gibt es bei den bestehenden Systemen oft Verbesserungspotential.

Wichtige Merkmale von Einzelraumfeuerstätten sollten erhalten bleiben. Die Möglichkeit des stromlosen Betriebs ist für viele Betreiber ein wichtiges Argument. Daher sollte zumindest ein Notbetrieb ohne Strom möglich sein. Unbedingt erforderlich ist ein ansehnliches Flammenspiel – für viele Betreiber neben der direkten Wärme der Hauptgrund für die Nutzung einer solchen Feuerstätte.

Eine besonders wichtiger Gesichtspunkt sind natürlich die Kosten für Anschaffung aber auch für den Betrieb etwaiger Komponenten zur Emissionsminderung. Die Problematik stellt sich verstärkt für Feuerungen wie einfache Kaminöfen, die teilweise für deutlich unter 1000€ erhältlich sind. Somit ergibt sich ein sehr enger Kostenrahmen für etwaige Zusatzkomponenten. Die Preisspanne für Holzfeuerstätten ersreckt sich von einigen hundert Euro bis deutlich über 10000€ für eine aufwändig gestaltete Kachelofen- oder Kaminanlage. Ein typischer Preis für einen Kaminofen liegt zwischen 1000€ und 3000€. Daher ist verständlich, dass die Preise für heute Verbrennungsluftsteuerungen trotz des einfachen Aufbaus bereits eine erhebliche Hürde für den Käufer darstellen. Erschwert wird

die Kostenproblematik, wenn kein direkter Nutzen für den Betreiber erkennbar ist. Ein solcher Nutzen kann, wie bei der Komfortverbesserung durch automatische Luftsteuerung, in einer erleichterten Bedienung liegen. Kosteneinsparungen durch eine Wirkungsgradsteigerung werden in der Regel nicht darstellbar sein, um eine Amortisation der Mehrausgaben für etwaige Zusatzkomponenten zu berechnen. Der Wirkungsgrad einer modernen Feuerstätte liegt ohnehin bereits in einem Bereich, wo die weitere Absenkung der Abgastemperatur in der Praxis zu vermehrten Schornsteinproblemen führen würde. Zudem ist die Wirkungsgradsteigerung, anders als bei Integration von Wasserwärmetauschern, eher ein möglicher Nebeneffekt von Maßnahmen zu Emissionsminderung.

Bei Anwendung der vorgenannten Aspekte auf die Erfahrungen aus dem im letzten Abschnitt erwähnten Projekt kann festgestellt werden, dass grundsätzlich die Voraussetzungen für den Einsatz einer mit verschiedenen Komponenten zur Emissionsminderung ausgestatteten Feuerstätte erfüllt werden konnten. Der Betrieb mit dem integrierten Katalysator verlief einwandfrei, lediglich die angestrebte Verbrennungsluftregelung erwies sich in der eingesetzten Form als nicht zufriedenstellend. Abgesehen von technischen Problemen hinsichtlich Wirkung und Zuverlässigkeit, konnten vor allem der technische Aufwand, die Kosten und der erforderliche Platzbedarf nicht auf ein praxistaugliches Maß gebracht werden. In Hinblick auf den elektrostatischen Abscheider blieb der erforderliche Bauraum für die praktische Anwendung kritisch und die Abreinigung noch verbesserungsfähig.

4. Ausblick

Moderne Bau- und Gebäudetechnik sowie zunehmend strengere gesetzliche Vorgaben für die Luftqualität setzen heute hohe Maßstäbe für die Qualität von Einzelraumfeuerstätten in Bezug auf Zuverlässigkeit, Verbrennungsqualität und Effizienz. Um diesen Anforderungen zu genügen, wird es weitere Optimierungen der Verbrennungstechnik geben, erhöhte Dichtheit der Brennräume und Abgaswege sowie Zusatzfunktionen wie Schornsteinzugregelungen, Abbrandsteuerungen und integrierte oder nachgeschaltete Abgasreinigungseinrichtungen oder verbesserte Wärmeübertragung oder –speicherung, z.B. mittels integrierten Wasserwärmetauschern. Diese technischen Zusatzkomponenten arbeiten vielfach elektrisch und setzen daher oft einen Stromanschluss voraus. Dennoch können die Systeme so ausgelegt werden, dass der wichtige Vorteil von Einzelraumfeuerstätten, die Funktionsfähigkeit ohne Hilfsenergie, erhalten bleibt. Bei der Realisierung muss auch darauf geachtet werden, dass der Charakter dieser Feuerstätten erhalten bleibt. Für den Einsatz im Wohnraum muss eine passende Gestaltung möglich sein, ein ästhetisches Flammenbild erzeugt werden und es darf nicht zu Geräusch- oder Geruchsbelästigungen kommen. Nicht zuletzt müssen die Kosten im Verhältnis zu den Kosten der Feuerung stehen. Insbesondere bei einfachen Öfen stellt der Kostenfaktor eine erhebliche Herausforderung dar.

5. Literatur

[01] Richtlinie 1999/30/EG des Rates vom 22.4.1999 über Grenzwerte für Schwefeldioxid, Stickstoffdioxid und Stickstoffoxide, Partikel und Blei in der Luft, http://eur-lex.europa.eu
[02] A. Behnke, „Die Nebenwirkungen der Behaglichkeit: Feinstaub aus Kamin und Holzofen“, UBA-Information: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3556.pdf
[03] V. Schmatloch, „Partikelemissionen aus Stückholzfeuerungen", Tagungsband zum 5. Holzenergie-Symposium, Thomas Nussbaumer (Hrsg.), 16. Oktober 1998, ETH Zürich
[04] V. Schmatloch, M. Mohr, U. Lehmann,„Feinpartikelemissionen aus Stückholzemissionen", Proceed. 2. European Conf. on Small Burner Technol. & Heating Equipment, 16./17.März 2000, Stuttgart
[05] C. Tullin, “Particle Emissions from Residential Biofuel Boilers and Stoves”, Proceed. IEA Seminar on Aerosols from Biomass Combustion, Graz, 18. März 2005
[06] "HKI-Datenbank zum Nachweis der gesetzlichen Anforderungen bei Emissionen häuslicher Feuerstätten für feste Brennstoffe: Grundlagen und Anforderungen für den Eintrag“, HKI-Industrieverband 2008 (http://zert.hki-online.de)

Mirjam Matthes (DBFZ), Uli Dobler (A.P. Bioenergietechnik GmbH)

Emissionsminderung an Multifuelkesseln

Uli Dobler [1], Mirjam Matthes [2]
[1] A.P. Bioenergietechnik GmbH,
Träglhof 2, 92242 Hirschau
[2] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH,
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
u.dobler@oeko-therm.net, mirjam.matthes@dbfz.de

Schlagwörter: Pelletkessel, alternative Brennstoffe, Elektroabscheidung, Katalyse, Verbrennungsregelung

Im Rahmen eines Verbundprojektes wurden für einen Multifuelkessel der Fa. A. P. Bioenergietechnik integrierte Maßnahmen zur Emissionsminderung, eine Kombination aus Katalyse, Elektroabscheidung sowie die Optimierung der Verbrennungsluftregelung untersucht. Zunächst fand die Entwicklung und Optimierung der Maßnahmen auf dem Prüfstand des Deutschen Biomasseforschungszentrums in Zusammenarbeit mit den Partnern der BTU Cottbus statt. Die Praxistauglichkeit wurde dann bei Feld- und Demonstrationsmessungen geprüft. Sowohl die bei der Biomasseverbrennung auftretenden partikel- als auch gasförmigen Schadstoffe konnten erheblich reduziert werden.

1. Einführung

In Deutschland beträgt die Zahl der Biomassekessel ca. 1 Million, in denen als Brennstoff hauptsächlich Holz zum Einsatz kommt. Ohne die gezielte Entwicklung neuer Verfahrens- und Anlagentechnik im Kleinfeuerungsbereich sind die Nutzung und der nachhaltige Ausbau der klimaschonenden regenerativen Wärmebereitstellung durch feste Biomasse nicht realisierbar. Der Einsatz von alternativen Biomassen zu Holz wird angestrebt, geht jedoch mit einem deutlich anspruchsvolleren Verbrennungsverhalten einher. Dementsprechend ist eine Weiterentwicklung der Anlagentechnik sowie die Adaption und Integration von Emissionsminderungsmaßnahmen erforderlich.

Das Ziel des Kooperationsvorhabens war die Entwicklung von integrierten und kombinierten Maßnahmen zur Schadstoffreduzierung. Folgende Verfahrenstechniken wurden entwickelt und an einem Prototyp des Herstellers demonstriert:

- Elektrostatische Staubabscheidung,
- Katalytische Oxidation mit elektrischer Katalysatorvorheizung und
- Verbrennungsoptimierung in jeder Phase des Verbrennungsprozesses durch Anpassung der vorhandenen Regelungsalgorithmen.

2. Herangehensweise und Methoden

Die Umsetzung von elektrostatischer und katalytischer Abgasreinigung an einem ausgewählten Kessel wurde nach dem in Abbildung 1 dargestellten konzeptionellen Aufbau vorgenommen und auf dem Prüfstand aufgebaut.

Die Integrationsmöglichkeiten der Maßnahmen waren durch die konstruktiven Gegebenheiten des Kessels limitiert. Neben der Wirksamkeit waren eine gute Zugänglichkeit für Wartungs- und Reinigungsarbeiten sowie eine mögliche Nachrüstung bereits bestehender Anlagen ausschlaggebende Kriterien. Die Versuche zur Entwicklung, Optimierung und Charakterisierung der Maßnahmen erfolgten auf dem Prüfstand an einem Kessel mit 49 kW Nennwärmeleistung. Die Praxistauglichkeit wurde anhand von Feld- bzw. Demonstrationsmessungen an einer 120 kW-Anlage gleichen Bautyps bei einem Praxisbetreiber untersucht.

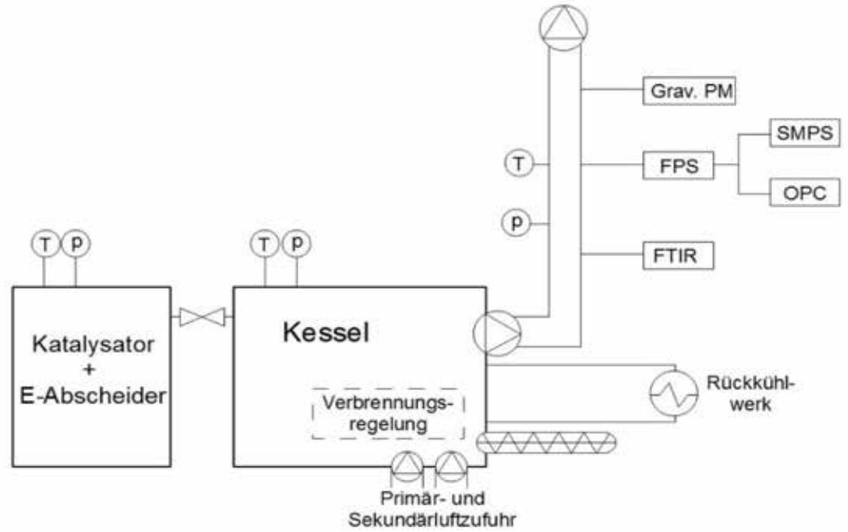


Abbildung 1: Schematische Skizze des Versuchsaufbaus bei den Untersuchungen am Multifuelkessel

Im Rahmen eines Katalysatorscreenings über kommerziell verfügbare Materialien wurde die Eignung monolithischer Edelmetallkatalysatoren für den Anwendungsfall festgestellt. Mit diesen Systemen ist sowohl eine Oxidation von Kohlenstoffmonoxid als auch flüchtigen organischen Verbindungen möglich (Hartmann et al. 2013). Da bei höheren Temperaturen vor bzw. am Eingang des Wärmeübertragers eine rasche Desaktivierung zu beobachten war, wurde im Hinblick auf den Dauerbetrieb für die Umsetzung am Feldstandort die Integration einer leicht handhabbaren edelmetallbeschichteten Metallwabe der Fa. Heraeus in einer kühleren Temperaturzone direkt vor und nach dem Elektroabscheider gewählt. Die Temperaturen im Volllastbetrieb liegen an dieser Position bei ca. 250-350 °C und im Teillastbetrieb mit 30 % Leistung bei 150-250 °C. Die Charakterisierung der Katalysatoraktivität erfolgte bei Voll- und Teillastbetrieb des Kessels auf Basis der gemessenen Abgaszusammensetzung. Die Staubkonzentration wurde gravimetrisch gemessen. Die gasförmige Abgaszusammensetzung wurde auf dem Prüfstand mit einem FTIR, einem FID sowie einem paramagnetischen Sauerstoffanalysator bestimmt und zusätzlich wurden Temperatur- und Druckwerte aufgezeichnet (Staudruck, Druckverlust über Katalysator, Temperatur im Brennraum, Wärmeübertrager und am Katalysator). Die Versuche zur Charakterisierung der Katalysatoren wurden mit ENplus-Holzpellets durchgeführt. Abschließend fanden auch Versuche mit Getreideausputzpellets statt, um die Wirksamkeit bei höherer Staubbelastung zu prüfen. Die Abgaskonzentration der relevanten Bestandteile wurde für den Betrieb mit und ohne Katalysator als auch für verschiedene Katalysatorvarianten verglichen. Hinsichtlich folgender Aspekte wurden Untersuchungen durchgeführt:

- Edelmetallbeladung und Verweilzeit
- Eignung für den Dauerbetrieb/Alterungsverhalten
- Steigerung des katalytischen Umsatzes durch Beheizung (im Teillastbetrieb)

Für die Minderung der Partikelkonzentration im Abgas wurde anhand der vorliegenden Prozessbedingungen von den Projektpartnern der BTU Cottbus ein Elektroabscheider ausgelegt. Im Rahmen erster Untersuchungen wurde die Konstruktion der Sprüh- und Abscheideelektroden als auch der Hochspannungseinführung variiert und angepasst, um eine geeignete Funktionsweise für den Dauerbetrieb zu erreichen (Hartmann et al. 2013). Die Ausführung mit den höchsten Abscheidegraden als auch einer stabilen Betriebsweise wurde für die weitere Vorgehensweise eingesetzt. Im Hinblick auf die Übertragung der Entwicklung auf den Praxisbetrieb am Feldmessstandort wurden Versuche zu folgenden Untersuchungsschwerpunkten durchgeführt:

- Abscheideleistung in Abhängigkeit vom eingesetzten Brennstoff (Brennstoffe: Holz, Miscanthus und Getreideausputz)
- Wirksamkeit des Elektroabscheiders bei Dauerbetrieb (Wartungsintervalle)

Zur Bestimmung der Praxistauglichkeit der Maßnahmen wurde der 120 kW-Multifuelkessel am Feldstandort mit einem Elektroabscheider und einem Katalysator während der Heizperiode 2012/13 sowie 2013/14 betrieben. Die Maßnahmen wurden für die größere Nennleistung sowie Dimensionierung des Kessels entsprechend angepasst. Auch eine Neuauflage der Regelung mit den angepassten Regelungsalgorithmen wurde in der Heizperiode 2013/14 für den Kesselbetrieb verwendet. Die Wirksamkeit wurde im Rahmen von Messtagen am Anfang, in der Mitte sowie am Ende der Heizperiode überprüft. Dabei fanden jeweils eine Wartung der Anlage als auch eine Messung der Abgaszusammensetzung statt. Der Betrieb der Kesselanlage wurde durch Aufzeichnen der Kesseldaten (Leistung, Brennstoff- und Luftzufuhr, Abgastemperatur etc.) über den gesamten Betriebszeitraum dokumentiert. Die Fahrweise wurde durch den Anlagenbetreiber bestimmt. Als Brennstoff kamen Industrieholz- als auch Getreideausputzpellets zum Einsatz.

3. Ergebnisse

Der größte Emissionsminderungsbedarf besteht während der An- und Abfahrphasen als auch im Teillastbetrieb, jedoch sind die Temperaturen in der Anlage dabei am geringsten. Eine brennraumnahe Positionierung der untersuchten **Katalysatoren** zur Ausnutzung der vorhandenen Prozesswärme verursachte eine thermische Desaktivierung während des Volllastbetriebes. Daher wurde als derzeit mögliche praxistaugliche Umsetzungsmöglichkeit eine Metallwabe mit einer Edelmetallbeschichtung ausgewählt, welche vor oder nach dem Elektroabscheider eingebaut werden konnte. Die in der nachfolgenden Tabelle 1 aufgelisteten Varianten der Metallwabe wurden getestet und verglichen. Die Art der Metallwabe, in Bezug auf Material und Form war dabei jeweils gleich.

Tabelle 1: Spezifikationen der untersuchten Metallwaben mit Edelmetallbeschichtung von der Fa. Heraeus

	Durchmesser	Länge	Volumen	Zelldichte	Beladung	Beheizung
Nr.	mm	mm	l/dm³	cpsi		
1	100	75	0,6	50	60g/ft³ Pt:Pd 2:1	-
2	169	75	1,7	50	60g/ft³ Pt:Pd 2:1	-
3	169	75	1,7	50	120g/ft³ Pt:Pd 5:1	-
4	143	74,5	1,2	200/130	60g/ft³ Pt:Pd 2:1	X

Der Katalysatorumsatz wurde über den Vergleich der gemessenen Abgaskonzentrationen beim Betrieb mit und ohne Katalysator bestimmt. Die CO-Konzentration unterlag bei identischen Kesseleinstellungen einer gewissen Schwankungsbreite. Im Volllastbetrieb wurden CO-Konzentration zwischen 50 und 230 mg/m³ gemessen und im Teillastbetrieb zwischen 510 und 690 mg/m³ (jeweils i.N., bezogen auf 13 Vol.-% O_2). Für den Umsatz kann daher lediglich eine Tendenz aufgezeigt werden. Der Fehler durch die Schwankungen liegt etwa bei 10-15 %.

Sowohl das Katalysatorvolumen als auch die Konzentration der Edelmetallbeladung hatten nur einen geringen Einfluss im überprüften Bereich. In Abbildung 2 sind die ermittelten Umsätze für Kohlenstoffmonoxid gegenübergestellt. Bei Vergleich des Umsatzes von Metallwabe 1 und 2 zeigte sich zunächst kein Unterschied, obwohl eine Vergrößerung des Katalysatorvolumens und somit der Verweilzeit vorgenommen wurde. Die Metallwabe 1 wurde jedoch bei einer höheren Temperatur in der Hinführung zum Elektroabscheider eingesetzt und nicht wie die anderen in der Rückführung zum Kessel. Dadurch war sowohl im Volllast- als auch Teillastbetrieb eine um 100 °C höhere Temperatur 350 °C bzw. 250 °C vorhanden. Schlussfolgernd aus dem vergleichbaren Umsatz bei Volllastbetrieb trotz geringerem Volumen und einem deutlich höherem Umsatz im Teillastbetrieb im Vergleich zu den anderen bei 150 °C untersuchten Proben ergibt sich, dass die Prozesstemperatur in diesem Fall den entscheidenden Einfluss auf den Umsatz hatte. Da die Verdopplung der Massenkonzentration der katalytischen Beschichtung und

die Steigerung des Pt:Pd–Verhältnisses von 2:1 auf 5:1 mit einem nahezu 2,5-fachen Preis verbunden war, wurde die Metallwabe Nr. 2 als nicht geeignet für den Praxiseinsatz eingestuft. Um das Potenzial einer Katalysatorbeheizung für die Emissionsminderung zu untersuchen, wurde eine beheizbare Metallwabe der Fa. Emitec mit gleicher Beschichtung wie bei den anderen Waben von der Fa. Heraeus versehen.

Im Teillastbetrieb wurde am Katalysator eine Temperaturerhöhung um etwa 100 °C von 150 auf 250 °C erreicht (gemessen im Abgasstrom nach dem Katalysator). Der vorher ohne Beheizung nahezu vernachlässigbare Umsatz von ca. 5 % stieg auf 50 % an und war demnach etwa auf dem Niveau der anderen Metallwaben in diesem Temperaturbereich während des Volllastbetriebs. Der Druckverlust stieg während des Versuches etwas an, jedoch nicht kritisch. Zur weiteren Charakterisierung wurde ein Versuch mit der beheizbaren Wabe und Getreideausputz anstatt von Holz als Brennstoff durchgeführt. Der Kessel wurde bei Volllast und Teillast mit 30 % Leistung betrieben, ohne E-Abscheider. Die erreichte CO-Reduzierung war in dem Fall mit Beheizung nicht im gleichen Maße nachweisbar wie beim Einsatz von Holz. Ohne Beheizung wurden im Teillastbetrieb 1000 mg/m³ gemessen und mit Beheizung 845 mg/m³ (jeweils i.N., bezogen auf 13 Vol.-% O_2). Von der Berechnung der Umsatzrate wurde aufgrund der sehr stark schwankenden Abgaskonzentrationen Abstand genommen. Die Messwerte für CO bei Teillastbetrieb (30 % Leistung) lagen zwischen 900 und 1600 mg/m³ (i.N., bezogen auf 13 Vol.-% O_2). Außerdem wurde innerhalb des Versuches wiederum ein Anstieg des Druckverlustes beobachtet. Während des Volllastbetriebes war dieser noch relativ moderat, im Teillastbetrieb wurden aber kritische Betriebsbedingungen erreicht. Demnach ist ein Dauerbetrieb in dieser Ausführung nicht möglich. Eine Metallwabe mit 50 cpsi Zelldichte konnte im mehrtägigen Betrieb ohne deutlichen Anstieg des Druckverlustes mit Getreideausputzpellets eingesetzt werden. Die Zelldichte des Katalysators wird daher als kritische Größe für einen dauerhaften Betrieb ohne Verblockung erachtet. Die Katalysatorstandzeit ist ein wesentliches Kriterium für den effektiven und sinnvollen Einsatz. Sowohl die Staubbelastung als auch gasförmige Abgasbestandteile können neben der Temperatur Ursache für eine Desaktivierung des Katalysators sein. Die thermische Desaktivierung wurde durch den Einbau des Katalysators bei 150-400 °C vermieden.

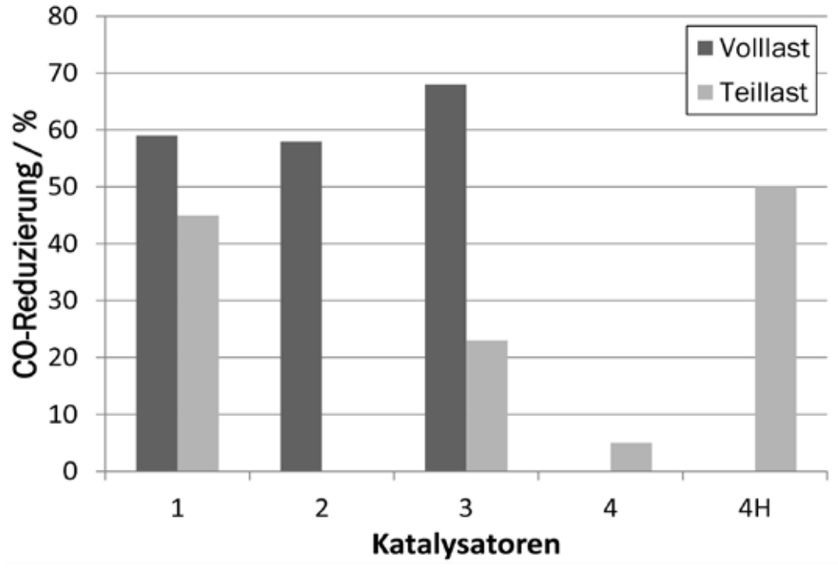


Abbildung 2: Kohlenstoffmonoxidreduzierung berechnet aus Konzentrationswerten bei Betrieb mit und ohne Katalysator Die Temperatur am Katalysator betrug für die Metallwabe 1 etwa 350 °C bei Volllast und 250 °C bei Teillast. Bei den weiteren Metallwaben 2-4 betrug die Temperatur 250 °C bei Volllast und 150 °C bei Teillast. (Ausnahme 4H – Metallwabe Nr. 4 im beheizten Zustand)

Zur Untersuchung einer möglichen Desaktivierung durch die auftretenden Abgasbestandteile wurden zwei Untersuchungen durchgeführt. Auf dem Prüfstand wurde ein Dauerversuch mit einer Metallwabe (Zelldichte 50 cpsi; Beladung 120 g/ft³) ohne Elektroabscheider über 4 Tage mit Getreideausputz als Brennstoff durchgeführt. Wie

bereits in den Erläuterungen zum beheizbaren Katalysator erwähnt, treten bei der Verbrennung von Getreideausputz selbst bei gleichen Einstellungen hohe Schwankungen bei den Abgaskonzentrationen auf. Insbesondere gilt dies für den Teillastzustand. Dementsprechend ist die Ermittlung von Umsatzgraden nur bedingt möglich. Ein katalytischer Umsatz wurde dennoch über mehrere Betriebsstunden mit Staubbelastung festgestellt. Bei Volllast wurden im Vergleich zu anderen Versuchen ohne Katalysator deutliche geringere CO-Konzentrationen erzielt. Im Teillastbetrieb war der katalytische Effekt nicht nachweisbar, was jedoch mit den schwankenden Abgaskonzentrationen und den geringeren Temperaturen am Katalysator erklärbar ist. Der Druckverlust erhöhte sich im Verlauf des viertägigen Dauerbetriebs leicht. Im Volllastbetrieb stieg er von anfangs 80 auf 110 Pa und im Teillastbetrieb von 30 auf 55 Pa an. Daher kann auch hier von einer perspektivischen Verblockung ausgegangen werden. Da mit zunehmender Staubablagerung auch eine Abnahme der Aktivität erfolgen wird, ist eine periodische Katalysatorreinigung unumgänglich. Anhand der Ergebnisse wird ein 4-7 tägiges Intervall vorgeschlagen, je nach Brennstoffart.

Die zweite Untersuchung bezüglich der Desaktivierung wurde mit einer für eine Heizperiode (11 Wochen) an der Feldanlage eingesetzten Metallwabe (Zelldichte 50 cpsi; Beladung 60 g/ft³) durchgeführt. Während der gesamten Heizperiode wurde diese Metallwabe nicht vom Betreiber gereinigt. Die am Katalysator auftretenden Temperaturen lagen je nach Zustand der Anlage zwischen 50 und 250 °C bei regulär laufendem Betrieb. Im Rahmen der Feldmessungen konnte keine eindeutige katalytische Wirkung der Metallwabe nachgewiesen werden, was zum einen durch den vorliegenden Temperaturbereich als auch die auftretenden Staubablagerungen bedingt gewesen sein konnte. Nach Abschluss der Heizperiode wurde die Metallwabe entstaubt und an der Prüfstandsanlage getestet. Die Katalysatortemperatur lag im Volllastbetrieb bei 250 °C und im Teillastbetrieb bei 150 °C. Der Kohlenstoffmonoxidumsatz lag bei 54 % für Volllast und war damit vergleichbar mit dem Umsatz, welcher vor dem Feldeinsatz gemessen wurde. Im Teillastbetrieb wurde ein Umsatz von 11 % bestimmt. Demnach trat im Rahmen der Untersuchungen an der Feldanlage keine deutliche irreversible Desaktivierung des Katalysators für die Oxidation von CO auf. Jedoch ist davon auszugehen, dass die Staub- und Rußschicht über die längere Betriebsdauer eine reversible Aktivitätsminderung durch Bedeckung der aktiven Edelmetallpartikel verursachte.

Für eine bestmögliche Konversion des Brennstoffes ist die **Verbrennungsregelung**, zur Einstellung der Brennstoff- und Luftzufuhr essentiell. In Abhängigkeit der Brennstoffart sind sowohl der Heizwert und die Schüttdichte als auch die Anforderungen an die notwendige Luftmenge verschieden. Zusätzlich verändern sich die Anforderungen bei Reduzierung der Kesselleistung bzw. dem Übergang in den Teillastbetrieb. Durch Optimierung der Primär- und Sekundärluftzufuhr für die drei verschiedenen Leistungsstufen 100 %, 80-90 % und 30-40 % konnte eine angepasste Regelungskurve für die Luftzufuhr im Teillastbetrieb erarbeitet werden. Der größte Effekt konnte im niedrigen Teillastbereich bei 30-50 % der Nennleistung erzielt werden. Die CO-Konzentration im Abgas konnte um mind. 50 % reduziert werden.

Der entwickelte **Elektroabscheider** wurde im Rahmen der Untersuchungen mit drei verschiedenen Brennstoffen getestet: Holz, Miscanthus und Getreideausputz. Während für die Untersuchungen mit Holz und Miscanthus Sprühelektroden in Draht- als auch Bandform zum Einsatz kamen, wurde bei denen mit Getreideausputzpellets nur noch Drahtelektroden eingesetzt. Im Verlauf der Arbeiten zeigte sich, dass mit den Drahtelektroden eine bessere Abscheidung möglich ist und diese bei aschereichen Brennstoffen wie Getreideausputzpellets sogar erforderlich sind, um eine Abscheidegrad über 50 % zu erreichen. Die Hochspannung am Elektroabscheider wurde auf 16-20 kV begrenzt, da bei höheren Spannungen kein stabiler Betrieb möglich war und Überschläge auftraten. Der Mittelwert für den Abscheidegrad und die Abweichung der Einzelwerte vom Mittelwert wurde für jeden Brennstoff bestimmt und sind in Abbildung 3 dargestellt. Die Werte wurden für Miscanthus und Getreideausputz aus jeweils vier und für Holz aus zwölf Messwerten ermittelt. Sowohl bei der Verbrennung von Holz als auch Miscanthus wurden im Durchschnitt Abscheidegrade von 70-80 % erreicht, wobei für Holz eine größere Schwankungsbreite der Werte vorlag. Die Anzahl der Messungen war allerdings auch höher. Bei der Verbrennung von Getreideausputz wurden lediglich Abscheidegrade von etwa 60 % erreicht. Miscanthus und Getreideausputz haben im Vergleich zu Holz einen höheren Ascheanteil und damit einhergehend eine höhere Staubkonzentration im Abgas. Die Unterschiede für den Abscheidegrad in Abhängigkeit von Brennstoffart und Kesselbetriebsweise können verschiedenen Effekten

zugeordnet werden, darunter der Partikelkonzentration im Abgas als auch der Partikelzusammensetzung. In Bezug auf die kommerzielle Nutzung von Abscheidern ist die Einhaltung von Emissionsgrenzwerten relevant. In Abbildung 4 ist die Partikelkonzentration im Abgas für die untersuchten Brennstoffe mit und ohne Elektroabscheider gegenübergestellt. Die Staubkonzentration bei der Verbrennung von Holz lag ohne Elektroabscheider etwa bei dem vorgegebenen Grenzwert von 20 mg/m3. Mit dem Elektroabscheider wurde der Grenzwert deutlich unterschritten. Jedoch konnte der Grenzwert mit dem Elektroabscheider weder für Miscanthus noch Getreideausputz eingehalten werden, obwohl die Partikelkonzentration in beiden Fällen deutlich reduziert wurde. Die Aufnahme der Partikelanzahlverteilung mittels SMPS-Analysator ergab zum einen eine Partikelabscheidung bei Partikelgrößen über 20 bis 30 nm bei Einsatz der Hochspannung und zum andern eine Verschiebung des Maximums der Verteilung hinzu größeren Partikeldurchmessern bei Betrieb der Anlage mit dem Elektroabscheidergehäuse. Letzteres kann mit Koagulation von Partikeln aufgrund der verlängerten Aufenthaltszeit im System begründet werden.

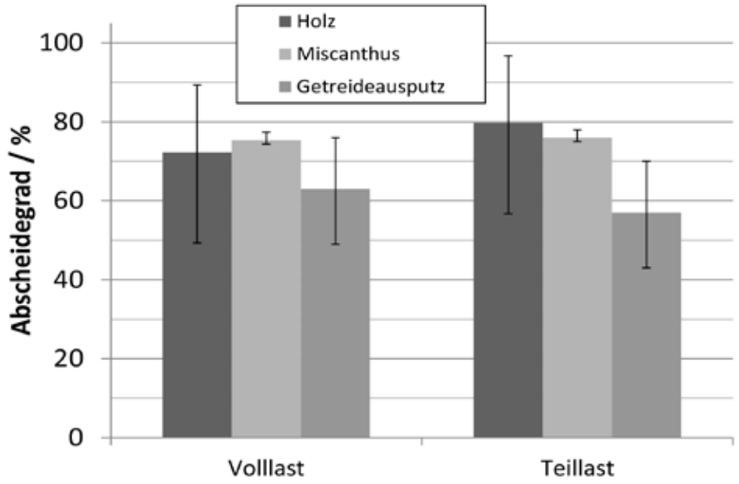


Abbildung 3: Mittelwerte und Abweichung der Abscheidegrade des entwickelten Elektroabscheiders für die bei den Untersuchungen eingesetzten Brennstoffe

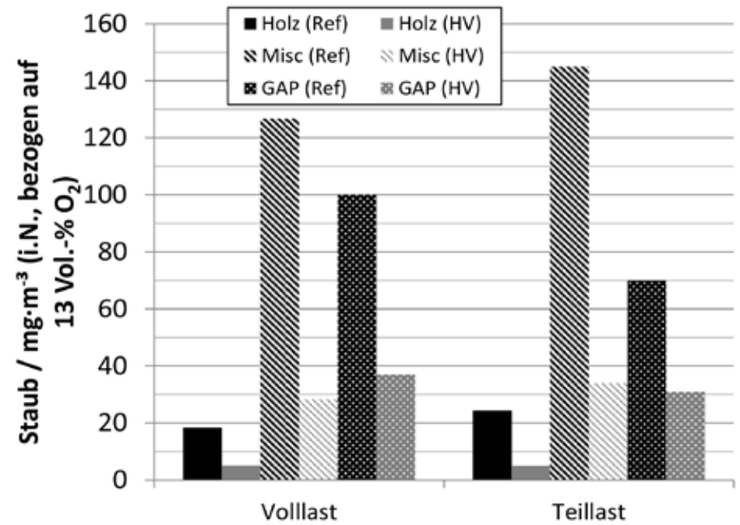


Abbildung 4: Mittelwerte der Staubkonzentration im Abgas mit (HV) und ohne (Ref) Elektroabscheider im Vergleich für die verschiedenen eingesetzten Brennstoffe (Misc – Miscnathus; GAP - Getreideausputzpellets)

Zur Prüfung der Funktionsfähigkeit und Wirksamkeit des Elektroabscheiders bei längerem Betrieb im Hinblick auf den Praxiseinsatz wurde eine fünftägige Versuchsreihe gefahren. Pro Tag war der Kessel mit E-Abscheider 6-7 h in Betrieb. Dabei wurde der Kessel an den ersten drei Tagen mit Holzpellets und dann zwei Tage mit Miscanthuspellets befeuert. Innerhalb dieses Zeitraums wurde trotz zunehmender Staubschicht keine Minderung der Abscheideleistung beobachtet.

Innerhalb der zwei Heizperioden 2012/13 und 2013/14 wurden im Rahmen der **Feldmessungen** der sichere Betrieb und die Wirksamkeit bei realem Dauerbetrieb geprüft sowie notwendige Weiterentwicklungen ermittelt. Die Notwendigkeit von Emissionsminderungsmaßnahmen ist insbesondere bei anspruchsvollen Brennstoffen gegeben, bei denen aufgrund der Zusammensetzung eine emissionsarme Verbrennung allein durch eine entsprechende Verbrennungsregelung nicht möglich ist. Neben den sonst stattfindenden Einsatz von Industriepellets wurden daher bei den letzten Untersuchungen auch Getreideausputzpellets eingesetzt, um bisherige Möglichkeiten und Grenzen der Maßnahmen als auch weiteren Forschungsbedarf zu ermitteln. Bereits im Rahmen der ersten Messtage wurde der Wartungsaufwand beim Betrieb mit Getreideausputzpellets deutlich. Aufgrund des hohen Ascheanteils und der Verschlackungsneigung ist eine Kesselreinigung in Abständen von 1-2 Tagen bei kontinuierlichem Betrieb unumgänglich und dementsprechend auch eine häufigere Wartung der Maßnahmen notwendig. Bei dem Anlagenbetreiber stellt dies ein großes Hemmnis für den Einsatz dieses Brennstoffes dar.

Im Rahmen der Feldmessungen konnte die Standzeit, Verblockungsneigung und Wirkung des Katalysators im Praxisbetrieb geprüft werden. Während die Wirkung nach dem Elektroabscheider bei 100-250 °C nicht nachweisbar war, wurde beim Einsatz vor dem Elektroabscheider bei Temperaturen um 350-400 °C eine Verringerung der CO-Konzentration beobachtet. Dort tritt jedoch auch eine deutlich höhere Staubbelastung auf. Trotzdem wurde in beiden Fällen keine Verblockung des Katalysators festgestellt. Ein dauerhafter Betrieb war sicher möglich. Prinzipiell wurde im Rahmen der Demonstrationsmessungen deutlich, dass eine Minderung der CO-Konzentration durch einen Katalysator und auch der Dauerbetrieb einer Anlage mit diesem möglich sind. Es ist jedoch eine höhere Einsatztemperatur von 300-400 °C für eine entsprechende Wirksamkeit anzustreben. Weiterhin können Staubablagerungen zu einer Desaktivierung führen, indem die aktiven Edelmetalle nicht mehr entsprechend zugänglich sind. Eine periodische Reinigung ist demnach essentiell.

Der an die Anlagengröße angepasste Elektroabscheider zeigte während der zwei Heizperioden einen stabilen Betrieb. Eine praxistauglichere Umsetzung wurde mit einer verstärkten Dämmung im Vergleich zum Betrieb auf dem Prüfstand und einer automatischen Abreinigung jeweils beim An- und Abschalten der Hochspannung erreicht. Weiterhin wurde das An- und Abschalten der Hochspannung mit Hilfe eines Temperatursensors im Abgas gesteuert, damit die Spannung lediglich bei Betrieb des Pelletkessels anliegt. Am Ende der Heizperioden waren jeweils kein Rückgang der Abscheideleistung und auch noch die anfänglich angelegte Hochspannung zu beobachten, obwohl eine Wartung der Anlage ausschließlich an den Messtagen durchgeführt wurde. Die Ergebnisse der elektrostatischen Staubabscheidung vom Prüfstand wurden an der Feldanlage bestätigt. Im Rahmen der Heizperiode 2013/14 wurden bei Einsatz der Industriepellets und auch der Getreideausputzpellets Abscheidegrade von etwa 60-70 % bei Volllast und rund 70-80 % bei Teillast ermittelt.

4. Schlussfolgerung und Ausblick

Die auf dem Prüfstand und am Feldmessstandort durchgeführten Untersuchungen zeigen mit der entwickelten Kombination von Elektroabscheider und Katalysator eine Reduzierung der Kohlenstoffmonoxid- und Staubkonzentration im Abgas (Matthes und Hartmann 2014). Es bestehen jedoch noch weitere Optimierungs- und Entwicklungspotenziale sowohl in Bezug auf die Reduzierungsrate von CO und den Abscheidegrad von Staub als auch hinsichtlich einer Emissionsminderung an flüchtigen organischen Verbindungen sowie Stickoxiden. Die Rohstoffpreise für die eingesetzten Edelmetalle bei den Oxidationskatalysatoren resultieren in einen gewissen Kostenfaktor, welcher bei nicht ausreichender Standzeit und Wirkung ein Hemmnis für den kommerziellen Einsatz ist. Dementsprechend besteht ein Bedarf, hochtemperaturstabile Katalysatoren wenn möglich auf Basis kostengünstigerer Metalloxidverbindungen zur Marktreife zu entwickeln. Auch im Bereich der Beheizungsmethodik sowie der Elektroabscheidung besteht weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Für die Beheizung von Katalysatoren ist Entwicklungsarbeit bezüglich der Umsetzung bestehender Konzepte in kommerziell einsetzbare Produkte gegeben. Der Einsatz der elektrostatischen Abscheidung bei hohen Temperaturen würde die Möglichkeiten für den Einsatz in Feuerungsanlagen stark erweitern. Die Untersuchungen dazu sind bisher jedoch im Stadium der Grundlagenforschung angesiedelt. Für die bisher entwickelte Anlagentechnik ist eine noch detailliertere Charakterisierung und Dokumentation der Wirkungsweise wünschenswert. Ein möglicher Einfluss der Maßnahmen auf flüchtige organische Verbindungen als auch Stickoxide konnte anhand der Ergebnisse nicht festgestellt werden. Untersuchungen mit weiteren Brennstoffen als auch unter abweichenden Prozessbedingungen bspw. bei Fehleinstellung der Regelungsparameter können weitere Erkenntnisse liefern. Da der Grenzwert von 20 mg/m³ Staub für die Agrarbrennstoffe Miscanthus und Getreideausputz nicht eingehalten werden konnte, ist eine Weiterentwicklung der Anlagentechnik erforderlich.

5. Literatur

HARTMANN, I.; BINDIG, R.; MATTHES, M.; THIEL, C. (2013): „Emissionsminderung durch integrierte und kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinfeuerungen, Konferenz „Energetische Biomassenutzung“ - Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft, (Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Band 9) Leipzig 2013 – ISSN: 2192-1806

MATTHES, M.; HARTMANN, I. (2014): “Emissionsminderung durch integrierte und kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinfeuerungen – Feuerungsanlage: Multifuelkessel”. Festschrift. Konferenz 5 Jahre BMU-Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“: Wege zur effizienten Bioenergie (Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Band 15), Leipzig 2014 - ISSN: 2192-1806.

SIDE-EVENT BMWI-FÖRDERPROGRAMM „ENERGETISCHE BIOMASSENUTZUNG“

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän, Diana Pfeiffer (DBFZ)

BEST PRACTISE – Erfolgskriterien für eine nachhaltige Energetische Biomassenutzung

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän, Diana Pfeiffer,
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH,
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig,
daniela.thraen@dbfz.de, diana.pfeiffer@dbfz.de

Schlagwörter: Energetische Biomassenutzung, Bioenergie, Effizienz, Nachhaltigkeit

Seit nunmehr fünf Jahren forschen Projekte aus ganz Deutschland im Förderprogramm „Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ an flexiblen, dezentralen und effizienten Lösungen zur Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoffen aus Biomasse. Vom Umweltministerium (BMU) 2008 ins Leben gerufen wird das Programm seit 2014 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) fortgeführt. Das Programm setzt hierbei gleichermaßen auf effiziente und nachhaltige Technologieentwicklung und innovative Konzepte. Effizienzen konnten gesteigert, Emissionen gesenkt, Pilot- und Demoanlagen errichtet und getestet, sowie feste Netzwerke aufgebaut werden. Besondere Aufmerksamkeit gilt im Förderprogramm der optimierten Erschließung von Reststoffen und biogenen Abfällen für die energetische Biomassenutzung. Um die ökologischen Vorteile und das hohe regionale Wertschöpfungspotenzial dieser noch besser auszunutzen, sind jedoch noch Anpassungen und Weiterentwicklungen in Richtung Brennstoffausnutzung, Klimagaseinsparung und kostengünstiger Bereitstellung notwendig.

Hierfür ist die Bewertung der Effizienz und Nachhaltigkeit der energetischen Biomassenutzung unabdingbar. Es bestehen jedoch noch viele offene Fragen bei der Auswahl und Anwendung geeigneter Indikatoren und in der Methodik. Eine zentrale Herausforderung besteht darin, sich auf bestimmte Rahmenbedingungen je nach Ziel- und Fragestellung bzw. nach Produkt, Prozess oder Verfahrensweg zu einigen. Dies ist umso wichtiger, da im Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ insgesamt 90 Vorhaben und 225 Projektpartner aus 160 verschiedenen Institutionen der Wissenschaft und Praxis forschen [1].

In dem Impulsvortrag zum Workshop „Best Practice Beispiele in der energetischen Biomassenutzung – Bioenergie effizient nutzen!“ wird der Stand der Nachhaltigkeits- und Effizienz-Diskussion in der Forschungslandschaft und speziell im BMWi-Förderprogramm aufgezeigt.

Seit 2010 wird hierzu ein Diskurs im Förderprogramm geführt [2] der durch eine spezielle Veranstaltungsreihe zur Effizienz & Nachhaltigkeit von Bioenergie unterstützt wird. So wurde die Anwendbarkeit vorhandener Nachhaltigkeitsindikatoren auf das Förderprogramm (insbesondere auf die technologiefokussierten Projekte), der Einfluss von räumlichen, zeitlichen und sozio-ökonomischen Aspekten auf die Nachhaltigkeitsbewertung im Förderprogramm, sowie spezifische Effizienz-Kriterien diskutiert. Zentrale Indikatoren im Rahmen des Programms finden sich zunächst als Minimalindikatoren (Wirkungsgrade, Flächenbedarf, Gestehungskosten, THG-Emissionen und Treibhausgas-Minderungskosten) für die Nachhaltigkeit- und Effizienzbewertung im Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ im „Methodenhandbuch“ des Programms [3]. Für diese wurden einheitliche Berechnungsansätze sowie Vergleichsdaten festgelegt.

Bisher fehlen jedoch Konzepte, um die Gesamtnachhaltigkeit der Bioenergienutzung und den Beitrag zur Versorgungssicherheit zu bewerten. Die Ergänzung der klassischen technisch-ökonomischen Effizienzgrößen um weitere Dimensionen wie Flächenverfügbarkeit, volkswirtschaftliche Effekte, und insbesondere um die Zeitaspekte ist dafür eine notwendige Voraussetzung. Weiterhin sind in der Praxis auch Hemmnisse der Markeinführung von Technologien unterschiedlich zu berücksichtigen, wie z. B. künftige Umsetzungs- und Upscalingmöglichkeiten der Bioenergieprojekte und Anpassungen aufgrund von Änderungen rechtlicher Rahmenbedingungen. Hier gilt es jedoch noch methodische Schwierigkeiten zu überwinden [1].

Der Best-Practice-Workshop ist der dritte und vorerst letzte Workshop in der Veranstaltungsreihe zur Effizienz & Nachhaltigkeit von Bioenergie im Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ und geht der Frage nach der Übertragbarkeit und dem Transfer von nachhaltigen Bioenergietechnologien in die Praxis nach. Ziel ist es anhand erfolgreicher Projekte Erfolgsfaktoren (Wirtschaftlichkeit, Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit, technische Reife etc.) für die Umsetzung von Nachhaltigkeits- und Effizienzzielen zu diskutieren. Grundlegende Methoden zur Bestimmung der Klimagaseffizienz von Förderprojekten zur energetischen Biomassenutzung sind bereits entwickelt. Die Herausforderung besteht, weitere Indikatoren zu entwickeln, die die vielfältigen, teilweise widersprüchlichen, Ziele der Bioenergienutzung berücksichtigen.

Literatur

[1] Thrän, D.; Pfeiffer, D. (Hrsg.) (2014): Festschrift. Konferenz 5 Jahre Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“: Wege zur effizienten Bioenergie (Schriftenreihe des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Band 15); Leipzig; 2014 – ISSN 2199-2762

[2] Thrän, D.; Pfeiffer, D. (2013a): Hintergrundpapier zur Nachhaltigkeitsdiskussion im BMU-Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ – Bioenergie & Nachhaltigkeit. Leipzig; 2013

[3] Thrän, D.; Pfeiffer, D. (Hrsg.) (2013b): Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte (Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Band 04). 3. Aufl.; Leipzig; 2013 – ISSN 2192-1806

Energetische Biomassenutzung

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Dr. Hans Oechsner, Matthias Mönch-Tegeder (Universität Hohenheim)

PFERDEMIST: Nachhaltige Energieerzeugung durch Erschließung von Pferdemist als Gärsubstrat für Biogasanlagen

Dr. Hans Oechnser
Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
Garbenstraße 9, 70599 Stuttgart
hans.oechsner@uni-hohenheim.de

Schlagwörter: Biogas, Pferdemist, mechanische Vorbehandlung, Querstromzerspanung, Methanertrag

Biogas ist aufgrund seiner flexiblen Erzeugung und der Möglichkeit der Zwi-schenspeicherung zukünftig ein wesentlicher Bestandteil unserer Versorgung mit erneuerbarer Energie. Da der Anbau von Energiepflanzen nicht beliebig ausgedehnt werden kann, ist verstärkt die Nutzung von Nebenprodukten und Reststoffen zu forcieren. Pferdemist ist ein Beispiel, das allerdings aufgrund seiner Zusammensetzung und seinem Fasergehalt im Biogasprozess leicht zu verfahrenstechnischen Problemen im Fermenter führen kann. In einem Forschungsprojekt der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie konnte bei Versuchen im Labor- und Praxismaßstab gezeigt werden, dass derartige Substrate durch mechanische Aufbereitung für den Biogasprozess verfügbar gemacht werden können und dass ihre Methanausbeute sogar zu steigern ist. Die Nutzung alternativer Substrate kann so die regional angespannte Versorgungssituation optimieren.

1. Problemstellung und Zielsetzung

Die Energiebereitstellung aus Biogas stellt einen wesentlichen Bestandteil zu-künftiger Versorgungskonzepte dar. Die in den vergangenen Jahren in Deutschland kontinuierlich gestiegene Anzahl landwirtschaftlicher Biogasanlagen führte zu einem wachsenden Bedarf an Gärsubstraten. Derzeit werden in Deutschland etwa 10 % der Ackerfläche genutzt, um Biomasse für die Biogaserzeugung her-zustellen. Es ist neben der Nutzung von gezielt erzeugter Biomasse sinnvoll, alternative Substrate heranzuziehen, die als organischer Abfall oder Nebenprodukte der Landwirtschaft oder Nahrungsproduktion nahezu kostenfrei anfallen. Viele dieser Substrate haben bereits den Weg zu einer effizienten Verwertung, unter anderem auch in Biogasanalgen gefunden. Eine große Fraktion von bisher nicht oder nur wenig genutzten Produkten enthält erhebliche Anteile von Faserstoffen und ist damit schwer im Biogasprozess abbaubar bzw. verursacht dort leicht verfahrenstechnische Probleme. Zu diesen Substraten gehört z.B. der Pferdemist.

In Deutschland werden ca. 1 Million Pferde gehalten, die pro Jahr ungefähr 12 Millionen Tonnen Mist erzeugen. Durch die steigende Beliebtheit des Reitsports ist in den kommenden Jahren mit einer kontinuierlichen Zunahme der Pferdezah-len zu rechnen (Fuchs und Steinmetz, 2012). Aufgrund von inzwischen ausgeräumten rechtlichen Hemmnissen und Unklarheiten wurde Pferdemist bisher nur in wenigen Fällen und geringen Anteilen zur Biogaserzeugung verwendet. Daher gibt es bisher wenige Daten und Erfahrungen über die Verwertung von Pferde-mist in Biogasanlagen. Angesichts der Struktur und heterogenen Zusammenset-zung stellt der Pferdemist die Verfahrenstechnik von Biogasanlagen vor große Herausforderungen (Mönch-Tegeder et al., 2013). Außerdem werden zunehmend alternative Einstreumaterialien mit einem hohen Ligningehalt verwendet, die den Gasertrag des Mistes negativ beeinflussen. Durch die hohen Fasergehalte sind erhöhte Anforderungen an die Rührtechnik zu stellen, um Entmischungen und die Bildung von Schwimmdecken zu verhindern. Zusätzlich ist bedingt durch den trockenen Pferdemist mit einer Erhöhung der TS-Gehalte der Gärsubstrate und einer Verschlechterung der Fließeigenschaften zu rechnen. Daher wurde in einem Forschungsprojekt im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ die Eignung von Pferdemist für den Biogasprozess und die Möglichkeit der Verbesserung der Vergärbarkeit und Biogasausbeute durch mechanische Vorbehandlung untersucht. Hierbei wur-de der Pferdemist unmittelbar vor der Nutzung im Fermenter mechanisch über einen Querstromzerspaner aufbereitet, um dessen spezifische Materialoberfläche zu vergrößern, um so die Abbaubarkeit und Prozesszierbarkeit zu verbessern.

2. Material und Methode

Um die Verwertungsmöglichkeiten und energetischen Potentiale von Pferdemist mit verschiedenen Einstreumaterialien zu untersuchen wurden Batch-Gärtests durchgeführt. Außerdem wurden Gärversuche im Labor in kontinuierlichen Fer-mentern durchgeführt. Weitere Gärtests im Labormaßstab befassten sich mit Effekten der mechanischen Vorbehandlung auf die Partikelgröße und Verteilung der organischen Masse.

Um die Notwendigkeit und Effizienz der Aufbereitung von Pferdemist zu untersuchen, wurde an der Forschungsbiogasanlage „Unterer Lindenhof“ der Universität Hohenheim, die mit einer elektrische Leistung von 186 kWel und mit zwei Fer-menterlinien für vergleichende Untersuchungen im Praxismaßstab ausgestattet ist an einem Fermenter ein Querstomzerspaner der Firma MeWa (Abb. 1.) installiert. Bei dieser Forschungsanlage können alle Input- und Outputströme, Biogasproduktion- und -qualität, Energieverbrauch der Fermentertechnik sowie die Viskosität des Substrates bestimmt werden. An dieser Anlage sollten die prozessbiologischen Grenzen bei der Nutzung von Pferdemist bestimmt werden. Es wurden im Praxismaßstab insbesondere die verfahrenstechnisch gefährdeten Bereiche wie Pumpen, Führwerke, Schwimmschichten und auch die Viskosität des Substrates beobachtet. Außerdem wurde die Energieeffizienz der Vorbehandlung untersucht und die wirtschaftlichen Aspekte dieses Verfahrens betrachtet, um Empfehlungen für die Praxis zu erarbeiten.

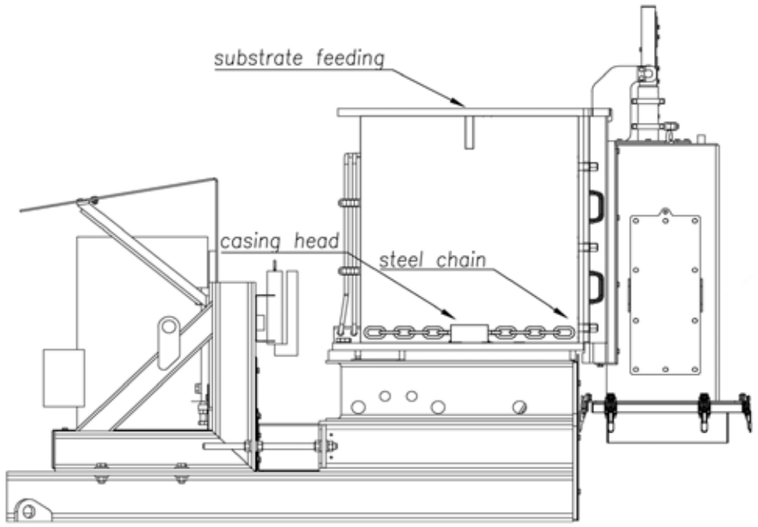


Abbildung 1: MeWa Bio-QZ 900 zur mechanischen Aufbereitung von Biomasse

3. Ergebnisse

Die Auswertungen der ersten Gärtests haben erwartungsgemäß gezeigt, dass alternative Einstreumaterialien wie z.B. Sägespäne und Holzpellets keine befrie-digenden Methanausbeuten generieren. Die hierbei ermittelten Methanerträge aus Sägemehl, Sägespänen und Holzpellets lagen nur bei 0,020 m³ Methan/kg oTS. Alle in diesem Text aufgeführten Methanerträge sind jeweils auf Normbedingungen (0°C, 1013 hPa) bezogen. Auch in der Pferdehaltung teilweise eingesetzte alternative Einstreumaterialien wie Flachsstroh brachte kaum Methanertrag. Von einer Nutzung dieser Materialien für die Biogaserzeugung sollte Abstand genommen werden. Des Weiteren zeigte eine steigende Lagerdauer des Pferdmistes einen negativen Effekt auf den Methanertrag. Ein Monat lang gelagerter Pferdemist brachte eine mindestens 24 % geringere Methanausbeute als der frische Mist. Der Methanertrag für frischen Pferdemist auf Strohbasis lag durchschnittlich bei 0,191 m³ CH4/kg oTS. Es konnte kein signifikanter Unterschied in der Gasausbeute zwischen dem Stroh, den Pferdeäpfeln und dem frischen Mist ermittelt werden.

Mechanisch aufbereiteter Pferdemist enthielt kaum noch Faserbestandteile über 10 mm, während die Fraktion kleiner Partikel erheblich zunahm. Der mechani-sche Aufschluss machte sich beim Pferdemist durch eine erhebliche Steigerung der Methanausbeute im Labor um 24 % bemerkbar (siehe Abb. 2).

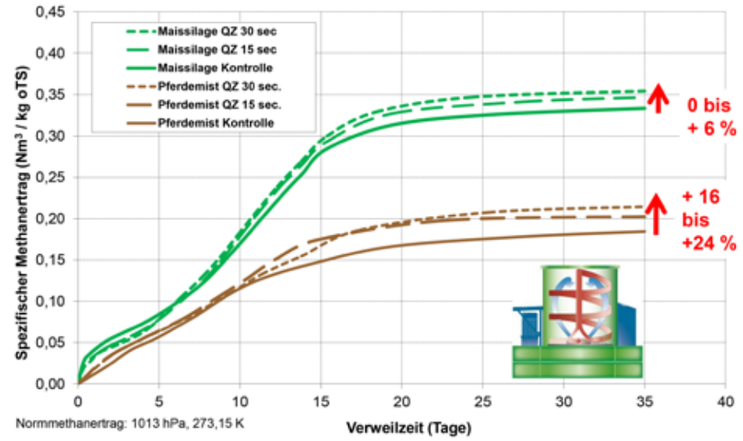


Abbildung 2: Effekt der Aufbereitung von Pferdemist und Maissilage mit dem Bio-QZ der Fa. MEWA auf Me-thanertrag und Abbaukinetik

Bei Versuchen im Praxismaßstab wurde über eine Versuchszeit von 160 Tagen eine Substratmischung aus 26 % Festmist (überwiegend Pferdemist), 41 % Flüssigmist und 33 % Energiepflanzen in beide Fermenter gefüttert. Bei Fermenter 1 wurde das Substratgemisch direkt vor der Zugabe aufbereitet, bei Fermenter 2 ohne weitere Aufbereitung zugegeben. Jeder Fermenter wurde täglich mit 10,5 t Substrat beschickt. Es ergab sich eine hydraulische Verweilzeit von 79 Tagen und eine Raumbelastung von 2,9 kg oTS/m³*d.

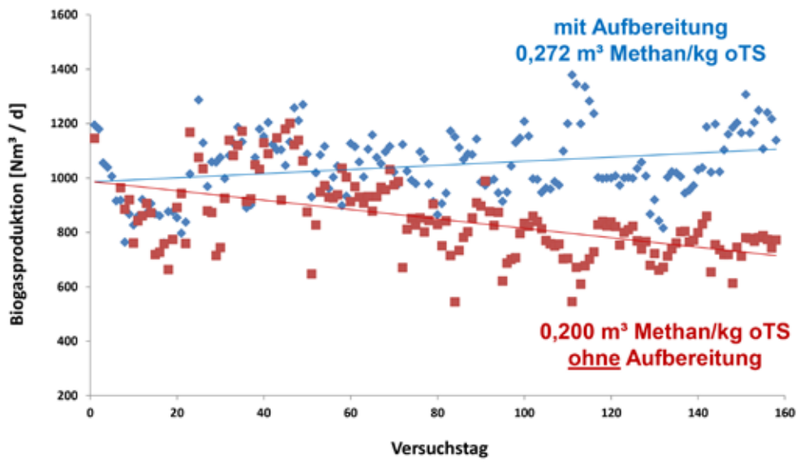


Abbildung 3: Biogasproduktion im Praxismaßstab – Vergleich von aufbereitetem und nicht aufbereitetem Substrat

Der Einsatz des Querstromzerspaners an Fermenter 1 hat zu einem homogeneren Fermenterinhalt geführt. Das Substrat war außerdem besser fließfähig und führte im Gegensatz zur Kontrollvariante nicht zur Schwimmschichtbildung. Über die Versuchsdauer erhöhte sich der Biogasertrag im Fermenter mit Vorbehandlung kontinuierlich, während er beim Kontrollfermenter absank (Abb. 3). Das Inputsubstrat wurde über parallel durchgeführte Batch-Versuche genau analysiert und dessen Methanertrag wurde bestimmt. Danach war aus der Substratmischung ein

spezifischer Methanertrag von 0,306 m³/kg oTS zu erwarten. Beim Fermenter 1 mit Substrataufbereitung wurde im Praxisbetrieb tatsächlich ein Methanertrag von 0,272 m³/kg oTS erzielt und damit nur 11,2 % weniger, als erwar-tet, während bei der Kontrollvariante deutlich weniger Methan (0,200 m³/kg oTS) aus dem gleichen Inputsubstrat erzielt werden konnte. Dies sind gegenüber dem theoretisch erwarteten Wert 34,6 % weniger Methan, gegenüber dem gemessenen Ertrag aus dem aufbereiteten Substrat 26,5 % weniger (Abb. 4).

Der Querstromzerspaner hat eine Anschlussleistung von 55 kW und wurde im Praxiseinsatz im Intervallbetrieb bei 15 s Aufbereitungszeit je Charge betrieben, da diese sich in Laborversuchen als besonders effizient herausgestellt hatte. Dies bedingt natürlich einen zusätzlichen Energiebedarf und damit eine Erhöhung des Eigenstrombedarfs der Biogasanlage. Der Energieverbrauch des Bio-QZ lag bei der betrachteten Substratmischung durchschnittlich bei 11,3 ± 1,3 kWhel/t FM. Erst durch den Einsatz des Aufbereitungssystems ist es möglich, langfristig ein Substrat wie Pferdemist ohne verfahrenstechnische Probleme zu vergären. Der elektrische Energieertrag von Pferdemist liegt bei mehr als 300 kWhel/t FM. Der Energiebedarf für die Aufbereitung lag in unserem Fall bei weniger als 4 % des Energieinhaltes des Substrates.

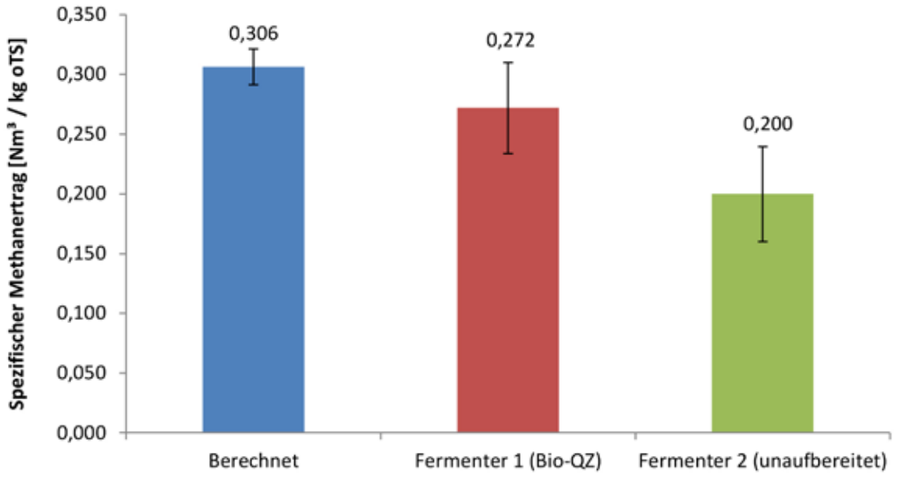


Abbildung 4: Methanertrag im Praxismaßstab – Vergleich von aufbereitetem und nicht aufbereitetem Substrat mit dem berechneten Ertrag auf der Basis von Batch-Versuchen

4. Ausblick

Unserer Erfahrung nach kann strohhaltiger Pferdemist bis zu einem Anteil von maximal 50 % in volldurchmischten Biogasfermentern als Gärsubstrat eingesetzt werden, wenn er direkt vor Zugabe intensiv mechanisch aufbereitet wird. Damit kann ein zusätzliches Substrat für die Biogasanlagen bereitgestellt werden, das bisher eher problematisch bewertet wurde und nur in kleinen Anteilen bis zu maximal 5 % der Substratmischung ohne verfahrenstechnische Probleme genutzt werden konnte. Selbst wenn nur 50 % des in Deutschland anfallenden Pferdmistes in Biogasanlagen auf diese Art vergoren wird, können dadurch ca. 7,8 Mio. t Maissilage ersetzt werden. Dies ermöglicht die Substitution von ca. 156.000 ha, ca. 13 % der momentan in Deutschland für die Biogasproduktion genutzten Ackerfläche. Neben Pferdmist kann durch vorgeschaltete Substrataufbereitung eine ganze Reihe von weiteren faserigen Substraten für den Einsatz in Biogasanalgen bereitgestellt werden.

5. Literatur

Fischer, E., A. M. Powrosnik, and C. Beil 2013. Assessment of process stability and biogas yield for the anaerobic digestion of horse dung in lab-scale. Landtechnik, 68(4): 248-251.

Fuchs, C., and A. K. Steinmetz. 2012. Pferdehaltung: Planen und kalkulieren. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. .

Mewa. 2010. Universal-Querstromzerspaner: Serie Uni-Cut QZ. M. M.-u. A. GmbH. Gechingen.

Mönch-Tegeder, M., A. Lemmer, H. Oechsner, and T. Jungbluth 2013. Investigation of the methane potential of horse manure. Agricultural Engineering International: CIGR Journal, 15(2): 161-172.

Mönch-Tegeder, M., A. Lemmer, H. Oechsner 2014. Enhancement of methane production with horse manure supplement and pretreatment in a full-scale biogas process. Elsevier Energy 73: 523-530

Mönch-Tegeder, M. , Lemmer, A., Hinrichs, J., Oechsner, H. 2014. Development of an in-line process viscometer for the full-scale biogas process. Bioresource Technology

Oechsner, H. 2005. Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen in Biogasanlagen - Gasertrag und Anlagentechnik. Biogas - nachwachsende Rohstoffe, neue Wege für die Landwirtschaft. Nürnberg, Fachverband Biogas: 115 - 120.

André Wufka (Fraunhofer IKTS)

LIGNO-BIOGAS: Biogasgewinnung aus lignozellulosehaltigen Reststoffen

André Wufka
Fraunhofer IKTS
Winterbergstr. 28, 01277 Dresden
andre.wufka@ikts.fraunhofer.de

Schlagwörter: Lignozellulose, Stroh, Extrusion, Enzyme, Hydrolyse, mehrstufige Vergärung, Biogas

Im Rahmen des am Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme durchgeführten Projektes wurde ein Verfahren zur Vorbehandlung und Vergärung von biogenen lignozellulosehaltigen Reststoffen entwickelt und erprobt. Kern des Verfahrens ist eine kombinierte Substratvorbehandlung bestehend aus einem mechanischen Aufschluss der Substrate durch Extrusion, Hydrolyse im Pfropfenstromreaktor unter Zugabe von technischen Enzympräparaten und anschließender zweistufiger mesophilen Vergärung. Am IKTS wurden labortechnische Hydrolyse- und Fermentationsversuche zur Ermittlung der Wirksamkeit der einzelnen Verfahrensstufen durchgeführt. Es wurden prozessbestimmende Parameter zur Auslegung einer Hydrolysestufe ermittelt und diese anschließend im Pilotmaßstab durch den Verbundpartner LEHMANN Maschinenbau GmbH errichtet.

In einem kontinuierlichen Versuch im Pilotmaßstab konnte der Nachweis erbracht werden, dass das Verfahren für die Vergärung von lignozellulosehaltigen Reststoffen wie Stroh geeignet ist. Es wurde eine deutliche Steigerung der spezifischen Biogasausbeute bzw. Methanausbeute erzielt. Weiterhin bietet das entwickelte Verfahren durch gezielte Steuerung der Hydrolyse und Beschickung der Methanstufe die Möglichkeit bedarfsgerecht Biogas zu erzeugen. Aufgrund der hohen Verfügbarkeit von lignozellulosehaltigen Reststoffen wie Getreidestroh (bis zu 15 Mio. t/a) kann das Verfahren einen wichtigen Beitrag zum nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugungskapazität in Deutschland leisten. Mit dem entwickelten Verfahren zur energetischen Nutzung von lignozellulosehaltigen Reststoffen kann weiterhin ein erhebliches Treibhausgasminderungspotenzial gehoben werden.

1. Einführung

Der effiziente Ausbau von Biomassenutzungspfaden zur regenerativen Energieerzeugung erfordert weiterhin verstärkt Optionen, die neben Nachhaltigkeit und Vermeidung von Nutzungskonkurrenzen eine hohe Treibhausgas-Minderung erreichen. Vor diesem Hintergrund leitete sich das Thema der hier vorgestellten Projektarbeiten ab. Die Nutzung lignozellulosehaltiger biogener Reststoffe zur Biogasproduktion mit anschließender Erzeugung von Strom und Wärme sowie landwirtschaftlicher Verwertung des entstehenden Gärrestes stellt eine kostengünstige und vor allem die Umwelt und das Klima schonende Alternative gegenüber der Verbrennung bzw. Kompostierung dar. In der Praxis scheiterte dieser Ansatz bisher an den technischen Schwierigkeiten bei der Fermentation infolge des hohen Anteils an Lignozellulose und deren Persistenz. So verhinderten die relativ geringe Methanausbeute sowie Probleme beim Beschicken, Pumpen und Mischen bisher eine breitenwirksame Nutzung derartiger Rohstoffe.

Im Rahmen des hier dargestellten Projektes sollte ein praxisreifes Konzept für die technologische Prozessführung zur effizienten Vergärung von lignozellulosehaltigen biogenen Reststoffen wie Stroh erarbeitet werden. Der Fokus des Projektes lag in der Entwicklung einer Verfahrenskombination aus mechanischer Zerkleinerung und enzymatischer Katalyse als Voraussetzung für eine energieeffiziente und technisch praktikable Substratvorbehandlung von lignozellulosehaltigen Reststoffen. Im Rahmen des Projektes sollte die erforderliche Verfahrensführung und die dazugehörige Technik zur Substratvorbehandlung im Pilotmaßstab entwickelt und getestet werden. Die Bewertung der Biogasausbeute erfolgte unter Einbeziehung einer Pilot-Biogasanlage (Arbeitsvolumen 10m³) im Applikationszentrum Bioenergie in Pöhl.

2. Herangehensweise und Methoden

Einsatzstoffe

Getreidestroh aus der landwirtschaftlichen Erzeugung ist ein attraktiver biogener Reststoff für die energetische Nutzung (WEISER et al. 2011). Gleichzeitig ist Stroh jedoch heute eines der wichtigsten Substrate für die Humusreproduktion auf Ackerflächen (ZIMMER und SCHADE 2010). Unter Berücksichtigung der Humusbilanz geben WEISER et al. (2011) für die nachhaltige energetische Nutzung verfügbare Strohmengen zwischen 8 und 13 Mio. t Stroh für Deutschland an. Wird die energetische Nutzung des Strohs über die Erzeugung von Biogas vorgenommen, steht im Gegensatz zur thermischen Verwertung Gärrückstand als Substrat für die Humusreproduktion in relevanten Mengen zur Verfügung. Gärrückstände aus der Biogaserzeugung können gegenüber den Ausgangssubstraten andere und zum Teil bessere Eigenschaften mit Blick auf die Humusreproduktion aufweisen (NIELSEN et al. 2011). Berücksichtigt man diesen Sachverhalt bei der Potenzialbetrachtung, erhöhen sich die theoretisch nutzbaren Strohmengen bei Nutzung der anaeroben Vergärung zur Biogaserzeugung deutlich. Neben Getreidestroh wurde Landschaftspflegematerial, welches bei Maßnahmen anfällt, die vorrangig und überwiegend den Zielen des Naturschutzes und der Landschaftspflege im Sinne des Bundesnaturschutzgesetzes dienen und nicht gezielt angebaut wurden, eingesetzt und untersucht.

Technische Enzympräparate

Am Markt gibt es zahlreiche cellulolytische und hemicellulolytische technische Enzympräparate die in Umwelttechnologie, Futtermittel-, Lebensmittel-, Papier- und Textilindustrie eingesetzt werden. Es handelt sich dabei oft um Enzymgemische der verschiedenen cellulolytischen und hemicellulolytischen Enzymklassen sowie aus weiteren Enzymen wie Pecinasen und Amylasen. Nach einer intensiven Recherche zu kommerziellen Enzymanbietern wurden in Abstimmung mit den Enzymproduktanbietern für das Vorhaben potentiell geeignete Produkte ausgewählt. Fokus wurde auf einen möglichst hohen Anteil an Cellulasen und Hemicellulasen gelegt. Ein gezielter Einsatz von technischen Enzymsystemen sorgt für die Spaltung von Cellulose und Hemicellulose in Monosaccharide. Kommerziell erhältliche Enzyme und Enzymgemische, welche in erster Linie ß-Glucanasen (Endo- und Exo-Cellulasen) und Hemicellulasen (Xylanasen) enthalten, sind in der Lage den Abbau von Cellulose und Hemicellulose zu beschleunigen. Die genannten Enzyme werden vorwiegend von holzabbauenden Pilzen vom Typ Trichoderma reesei synthetisiert. Für eine effektive Ausnutzung der katalytischen Leistungsfähigkeit von Enzympräparaten ist neben der optimalen Einstellung der Reaktionsbedingungen eine möglichst große Kontakthäufigkeit zwischen Enzym und Substrat zu gewährleisten.

3. Ergebnisse

Laboruntersuchungen

Im Rahmen des Enzymscreenings wurden kommerziell erhältliche Enzympräparate auf Cellulaseaktivität (Endocellulase) Hemicellulase getestet. Es wurden die Enzymwirkungen systematisch auf Standardsubstrate (z.B. CMC, Filterpapier) und reale Substrate (z.B. extrudiertes Stroh) untersucht. Im Ergebnis sind erhebliche Unterschiede zwischen den Präparaten bezüglich der erzielbaren Zuckerausbeute und Umsatzgeschwindigkeit festzustellen (Abbildung 1).

Signifikante Freisetzungsraten wurden bei Temperaturen um 55°C und pH-Werten von 4-5 erreicht. Dem Enzymeinsatz wirken die vorhandenen autochthonen Mikroorganismen in den natürlichen Substraten aber auch die im Gärrestfiltrat enthaltene Biozönose entgegen. Diese werden durch die zugeführten flüssigen Medien aktiviert und bauen bei längerer Kultivierung die durch die Enzyme freigesetzten Zuckerstoffe (z.B. Glucose) anaerob zu Kohlendioxid und Methan ab.

Die thermische Stabilität der Enzympräparate konnte eindeutig nachgewiesen werden. Sowohl die Cellulasen als auch die Hemicellulasen sind im Temperaturbereich von 55°C über mindestens 24 Stunden stabil. Für die simultane Zugabe von Enzymgemischen zum Zerkleinerungsschritt im Bioextruder® konnten für angemaischtes Stroh (30%TS) keine zusätzlichen positiven Effekte nachgewiesen werden. Mit steigendem Trockensubstanzgehalt (bis

90%TS) in der Substratmischung konnte infolge der starken Substraterwärmung während der Extrusion (Temperaturen >100°C) ein Denaturierungseffekt auf die Enzyme festgestellt werden. Die simultane Zugabe von technischen Enzympräparaten zum Extrusionsschritt wird deshalb nicht empfohlen.

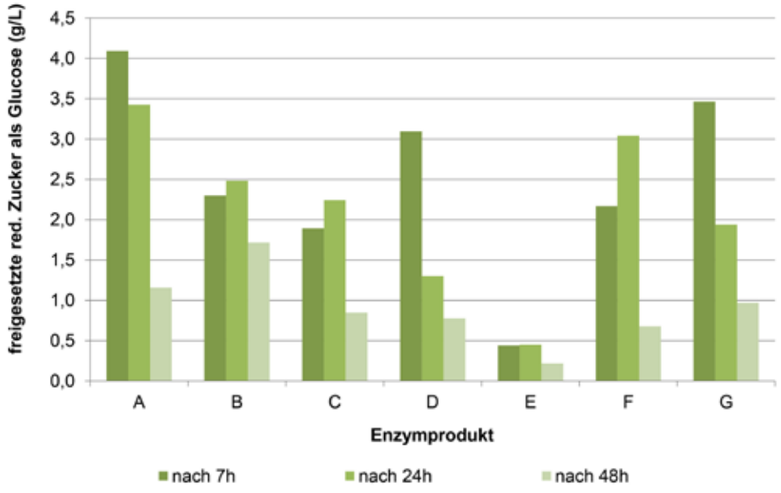


Abbildung 1: Freigesetzte red. Zucker von trocken extrudiertem Stroh (400mgTS) in 10ml Puffer pH 5,3 unter Zugabe von je 50 µl Enzymlösung

Die für die Enzympräparate ermittelten Reaktionsbedingungen sind zugleich für die Hydrolyse, Bildung organischer Säuren und Sättigung der Feststoffe mit Prozessflüssigkeit sehr günstig. Die Untersuchungen zum erzielbaren Biogasertrag haben gezeigt, dass die alleinige Extrusion des Strohs zu einer sehr deutlichen Beschleunigung und signifikanten Steigerung des Gasertrages führt (Abbildung 2).

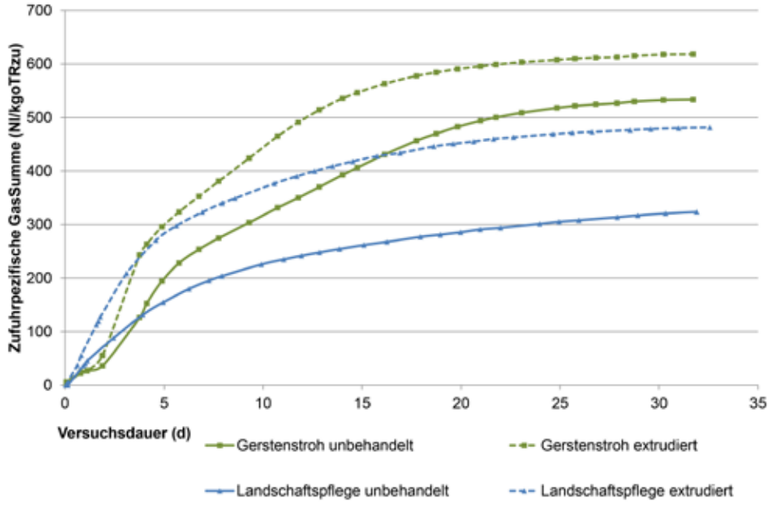


Abbildung 2: Wirkung der Bioextrusion® auf den Gasertrag von Gerstenstroh und Landschaftspflegematerial

Quasikontinuierliche Faul- und Hydrolyseversuche sowie Gasertragstests nach VDI 4630 zur zusätzlichen Enzymdosierung belegen eine Beschleunigung jedoch keine belastbare weitere Steigerung der Methanausbeute.

Untersuchungen im Pilotmaßstab - Nachweisführung

Abbildung 3 gibt die für die Nachweisführung konzipierte Prozesskette schematisch wider. Das Verfahren setzt sich aus mehreren aufeinander folgenden Grundoperationen zusammen. Das Substrat wird zunächst einer mechanischen Zerkleinerung durch Bioextrusion® zugeführt und anschließend in einem thermophil betriebenen Pfropfenstromreaktor (PFR) hydrolysiert (Abbildung 4).

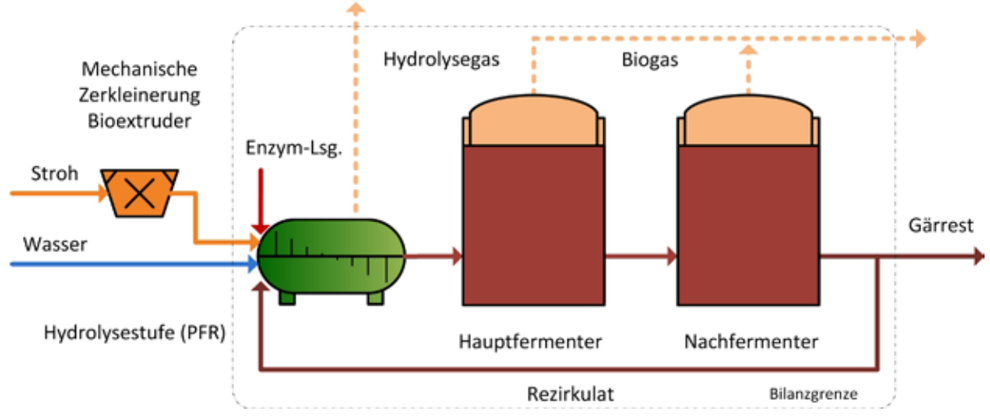


Abbildung 3: Fließbild zur entwickelten Verfahrensgestaltung

Neben dem aufgeschlossenen Stroh wurde Brauchwasser und Rezirkulat aus dem Nachfermenter beschickt. Die Enzymdosierung wurde am Substrateintrag des Pfropfenstromreaktors angeordnet und erfolgte parallel zur Beschickung mit Stroh. Nach einer mittleren Aufenthaltszeit von 1,5 bis 2 Tagen wurde das Hydrolysat mehrmals täglich in die nachfolgende zweistufige mesophile Fermentation gefördert (Abbildung 4). Die Versuchsanlage wurde täglich mit 35 kgFM extrudierten Gerstenstroh beschickt, was einer Gesamtraumbelastung vom 3,0 kgoTR/m³d entsprach. Da Stroh über ein sehr weites für die anaerobe Vergärung ungünstiges C/N Verhältnis verfügt, wurde die Prozessbiologie im Versuchszeitraum mittels N-Dünger versorgt.

Abbildung 4: Links: Hydrolysereaktor; Rechts: Pilot-Biogasanlage

Für den Untersuchungszeitraum mit mechanischer Substratzerkleinerung und mit Einsatz eines technischen Enzympräparates (Produkt G 0,0001 g/gFMStroh) kombiniert mit einer thermophil betriebenen Hydrolysestufe (PFR geschlossen) wurde für das Substrat Gerstenstroh ein spezifischer Biogasertrag von 599 Nl/kgoTRzu ermittelt. Unter Berücksichtigung des gebildeten Hydrolysegases wurde ein mittlerer Methangehalt von 50 % ermittelt. Daraus lässt sich spezifischer Methanertrag von 298 Nl/kgoTRzu für das Gesamtverfahren ableiten. Betrachtet man nur die Biogasproduktion in der Methanstufe (Haupt- und Nachfermenter) separat ohne die in der Hydrolysestufe produzierte Gasmenge, wurde eine spezifische Biogasproduktion von 520 Nl/kgoTRzu bei einem mittleren Methange-

halt von 53 % ermittelt. Überprüft man den Abbau der organischen Substanz über die gebildeten Methanmengen, so entspricht die ermittelte Methanproduktion einer täglich abgebauten Fracht von 25,3 kg CSB. Aus dem experimentell ermittelten CSB/oTR Verhältnis für das eingesetzte Stroh von 1,29 ergibt sich eine abgebaute oTR-Fracht von 19,6 kg/d. Aus dieser Betrachtung lässt sich für die gewählte Prozessführung ein mittlerer Abbaugrad für die organische Substanz von rund 72 % ableiten. Die Produktivität der Gesamtanlage unter Berücksichtigung der dargestellten Prozessführung entsprach mit 1,8 m^3/m^3AVd der einer durchschnittlich belasteten landwirtschaftlichen Biogasanlage.

4. Schlussfolgerung/ Ausblick

Prinzipiell ist die verfahrenstechnische und wirtschaftliche Machbarkeit der Strohvergärung nachgewiesen. Jedoch besteht bei einer ersten großtechnischen Umsetzung Optimierungsbedarf bezüglich der Auswahl und Einstellung einer optimalen Verfahrenskombination. Niedrige und stabile Gestehungskosten sowie erhöhte Vergütungssätze für Reststoffe der Einsatzstoffvergütungsklasse 2 (EEG 2012) förderten in der Vergangenheit die Wirtschaftlichkeit der Strohvergärung. Die fehlende Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion trägt weiterhin maßgeblich zur Entspannung von ökologischen und sozialen Widersprüchen bei der energetischen Biomassenutzung bei. Ein erfolgreiches Demoprojekt birgt ein großes Potenzial an Folgeprojekten mit entsprechendem volkswirtschaftlichem Wertschöpfungspotenzial.

5. Literatur

NIELSEN, K., BERMEJO, G.; SENSEL, K.; WRAGGE, V.; KRÜCK, S.; ELLMER, F.; WEISSER, C.: (2011): Wirkung von Gärprodukten aus Biogasanlagen auf Humusreproduktion und Bodenökologie. Online-Dokument, http://www.humusnetzwerk.de/uploads/media/Nielsen_Humus_und_Gaerprodukte_02.pdf, (Stand 11.05.2012)

WEISSER, C.; REINICKE, F.; ZELLER, V.; VETTER, A.; THRÄN, D.; WAGNER, B.: (2011): Bestimmung des deutschlandweiten Getreidestrohpotenzials auf Landkreisebene unter Anwendung verschiedener Humusbilanzmethoden. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. Online-Dokument, http://www.bioenergie-portal.info/fileadmin/bioenergie-beratung/thueringen/dateien/strp0311.pdf, (Stand 11.05.2012).

ZIMMER, J.; SCHADE, R. (2010): Lasst das Stroh auf dem Acker! DLG-Mitteilungen 3, 26-29.05.2012.

Dr. Elisa Dunkelberg (IÖW)

Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz - aber wie?

Dr. Elisa Dunkelberg
Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) GmbH
Potsdamer Str. 105, 10785 Berlin
elisa.dunkelberg@ioew.de

Schlagwörter: Biogasaufbereitung, Treibhausgasbilanz, Wirtschaftlichkeit, regionale Wertschöpfung

Die Aufbereitung von Biogas und die Einspeisung in das Erdgasnetz haben Vorteile für das Energiesystem. So kann Biomethan sowohl zeitlich flexibel als auch je nach Bedarf in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe eingesetzt werden. In Deutschland sind aktuell etwa 150 Aufbereitungsanlagen in Betrieb. Durch die EEG-Novelle im Sommer 2014 und den Wegfall des Aufbereitungsbonus haben sich die ökonomischen Rahmenbedingungen für die Biogasaufbereitung verschlechtert, so dass mit einem Zubaustop oder zumindest einem deutlichen Rückgang im Zubau zu rechnen ist. Aus Klimaschutzsicht als auch als technische Ergänzung zu den fluktuierenden regenerativen Energien hat die Biomethaneinspeisung jedoch große Relevanz. Der Vortrag geht auf die Frage ein, wie die bestehenden Aufbereitungsverfahren sowie ein innovatives Membranverfahren aus ökonomischer und ökologischer Perspektive im Vergleich zur Situation ohne Aufbereitung zu bewerten sind und welches die entscheidenden Einflussgrößen für Wirtschaftlichkeit, regionale Wertschöpfung und Treibhausgasbilanz sind.

Für die Aufbereitung stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung. Seit dem Jahr 2006 wurden vor allem die Verfahren chemische Wäsche (Aminwäsche), Druckwasserwäsche, Druckwechseladsorption und seit wenigen Jahren auch Membran¬verfahren eingesetzt. Bei den marktgängigen Membranverfahren erfolgt die Trennung von Kohlenstoffdioxid (CO2) und Methan (CH4) durch Gaspermeation durch Anlegen eines Überdrucks. Im Projekt "MEGAS – Optimierung des innovativen Einsatzes eines Membranverfahrens zur Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins öffentliche Erdgasnetz", welches gemeinsam durch die Firma Ingenieurbüro Buse und das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) bearbeitet wird, wird ein neuartiges Membranverfahren weiterentwickelt. Das Verfahren basiert auf dem Einsatz von Membrankontaktoren, mit denen das Biogas mit entsalztem Wasser in Kontakt gebracht wird. Wasser, und insbesondere entsalztes beziehungsweise enthärtetes Wasser, hat eine hohe Aufnahmefähigkeit von CO2, so dass CO2 bei Kontakt von Rohbiogas mit Wasser deutlich schneller in Lösung geht als CH4. Durch diese "freiwillige" Permeation sind geringere Drücke und demnach ein geringerer Energieinput erforderlich als bei den gängigen Membranverfahren.

Die bestehenden sowie das neue Aufbereitungsverfahren unterscheiden sich hinsichtlich der Investitions- und Betriebskosten, dem Strom-, Wärme- und Chemikalienbedarf sowie den Methanemissionen. Das laufende Projekt untersucht die Treibhausgasbilanz, Wirtschaftlichkeit und regionale Wertschöpfung der bestehenden sowie des innovativen Verfahrens. Hierzu wird auf Literaturdaten sowie auf Daten aus einer Herstellerbefragung zurückgegriffen. In dieser Zusammenfassung werden in Kürze die Ergebnisse zur Treibhausgasbilanz vorgestellt, der Vortrag geht außerdem auf die Wirtschaftlichkeit der Verfahren und die regionale Wertschöpfung ein, die durch die Biogasaufbereitung generiert werden kann. Bei den angegebenen Werten handelt es sich um Zwischenergebnisse, sie können sich daher im weiteren Projektverlauf noch ändern.

Das betrachtete Konzept beinhaltet eine Biogasanlage, die mit einem Substratmix aus 90 % Maissilage und 10 % Gülle (bezogen auf den Energiegehalt) beschickt wird. Das Biogas wird entweder direkt energetisch in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) genutzt (Leistung: 650 kWel) oder in einer Anlage mit einer Kapazität von 250 Nm^3/h Rohbiogas aufbereitet, ins Erdgasnetz eingespeist und an anderer Stelle in einem BHKW genutzt. Der Wärmenutzungsgrad (WNG) bei bestehenden Biogasanlagen ohne Aufbereitung ist meist niedrig. Im Durchschnitt liegt er bei etwa 45 %. Für die Situation ohne Aufbereitung wurden externe WNG von 0 beziehungsweise 45 % unterstellt. Durch die Aufbereitung können höhere WNG erzielt werden. In der Studie wurden WNG von 80 und 100 % angenommen. Inwiefern durch die Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz Treibhausgasemissionen eingespart

werden, hängt maßgeblich von der Art der substituierten Energie, sprich dem Referenzsystem, ab.

In Übereinstimmung mit dem Methodenhandbuch aus dem Förderprogramm "Energetische Biomassenutzung" wurde als Referenzsystem für Strom der Grenzstrom-Mix (Erdgas-GuD- und Import-Steinkohle-Kraftwerke, 2010 – 2030) gewählt und als Referenzsystem für Wärme ein Mix aus Erdgas- und Öl-Heizungen (70 % Erdgas, 30 % Heizöl, 2010 – 2030).

Ohne Aufbereitung mit direkter Nutzung des Biogases in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) werden mit der Modellanlage 380 g CO2eq/kWhel bei einem WNG von 0 % und 420 g CO2eq/kWhel bei einem WNG von 45 % im Vergleich zum Referenzsystem eingespart. Durch alle Aufbereitungsverfahren können durch den höheren WNG trotz des zusätzlichen Energie- und Materialaufwands mehr Treibhausgasemissionen eingespart werden. Die Werte liegen für die untersuchten Verfahren zwischen 520 und 670 g CO2eq/kWhel im Vergleich zum Referenzsystem, wenn unterstellt wird, dass der geforderte Wert für die spezifischen Methanemissionen von maximal 0,2 % eingehalten wird. Die Aufbereitung hat demnach aus Klimaschutzsicht einen Nutzen. Die Unterschiede in der Treibhausgasbilanz zwischen den Verfahren sind dabei relativ gering. Das innovative Membranverfahren der Firma Ingenieurbüro Buse liegt mit etwa 605 g CO2eq/kWhel im oberen Bereich, vor allem da der Elektrizitätsbedarf relativ gering ist. Dieser lässt sich voraussichtlich zudem weiter senken, da die Pumpen der Pilotanlage teilweise überdimensioniert sind.

Untersuchungen in den vergangenen Jahren haben jedoch gezeigt, dass die Methanverluste bei Bestandsanlagen aufgrund phasenweise nicht funktionierender Schwachgasbehandlung teilweise höher liegen (bis zu 5 %). Nur das Verfahren der Aminwäsche ist hiervon nicht betroffen. Derartig hohe Methanverluste führen dazu, dass die Aufbereitung im Vergleich zur Situation ohne Aufbereitung höhere Treibhausgasemissionen verursacht. Daher ist ein regelmäßiges Monitoring der Methanverluste und eine Gewährleistung der Schwachgasbehandlung inklusive einer Notfallplanung zu empfehlen, um die Klimaeffizienz der Anlagen zu bewahren.

Joachim Krassowski (Fraunhofer UMSICHT)

REWPOWERING von Biogasanlagen – Maßnahmen zur Effizienzsteigerung für den vorhandenen Anlagenbestand

Joachim Krassowski, Michael Jandewerth
Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen
joachim.krassowski@umsicht.fraunhofer.de

Schlagwörter: Biogasanlagen, Repowering

Ziel des Projekts REPOWERING ist es, die Repowering-Potenziale bestehender Biogasanlagen zu evaluieren und Strategien zur Umsetzung der identifizierten Potenziale zu entwickeln. Dazu erfolgt eine Betrachtung der technologischen Optionen zum Repowering, angefangen bei anlagen- und prozesstechnischen Anpassungen an den einzelnen Anlagen bis hin zu raumbezogenen Betrachtungen, wie z. B. der Bildung von Anlagenverbünden, 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 liegt darauf, den Anteil an Energiepflanzen in den Anlagen zugunsten der Nutzung von Reststoffen gemäß Biomasseverordnung 2012 (BiomasseV), Anlage 1 und 3 zu reduzieren.

1. Einführung

Die Biogastechnologie trägt zum erneuerbaren Energiemix in Deutschland bei. Unterstützt durch die Rahmenbedingungen des Erneuerbaren Energie Gesetzes (EEG) hat sich die Anlagenzahl in den letzten Jahren stetig erhöht. Ende 2013 erzeugten etwa 7850 Anlagen, vorwiegend in der Leistungsklasse 150 bis 500 kWel, Strom und Wärme aus regenerativen Quellen [Fachverband Biogas 2014]. Die Ergebnisse verschiedener Messprogramme zeigen, dass es bei Bestandsanlagen dieser Größenordnung teilweise große Defizite bei der technischen Ausgestaltung gibt. Die Möglichkeiten hinsichtlich Effizienz und Vermeidung klimarelevanter Emissionen werden bei weitem nicht ausgeschöpft [Zörner 2009]. Maßgebliche Studien im Bioenergiebereich zeigen darüber hinaus, dass größere Biogasanlagen unter bestimmten Voraussetzungen effizienter, wirtschaftlicher und klimafreundlicher arbeiten als kleine dezentrale Anlagen [Urban 2008, Sievers 2011].

Ziel des Projekts REPOWERING ist die Evaluierung der Repowering-Potenziale bestehender Biogasanlagen. Dazu erfolgt eine Betrachtung technologischer Optionen zum Repowering von anlagen- und prozesstechnischen Anpassungen an den einzelnen Anlagen bis hin zur möglichen Bildung von Anlagenverbünden. Das Projekt umfasst die Entwicklung von Konzepten zur Ausschöpfung der Repowering-Potenziale und deren Evaluierung anhand von Szenarienbetrachtungen. Für die identifizierten Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung werden die erforderlichen Kosten der Betriebs- und Anlagenoptimierung ermittelt, den Effizienzsteigerungspotenzialen gegenübergestellt und bewertet. Es erfolgt eine Ableitung von Handlungsoptionen und die Erstellung von Leitfäden Es wird erwartet, dass die bisher eingesetzten Substratströme durch neue Anlagenkonzepte mit höherer Effizienz genutzt werden können und einen im Vergleich zum heutigen Status deutlich größeren Beitrag zum Klimaschutz leisten können. Der Fokus liegt darauf, den Anteil an Energiepflanzen in den Anlagen zugunsten der Nutzung von Reststoffen gemäß Biomasseverordnung 2012 [BiomasseV 2012] Anlage 1 und 3 zu reduzieren

2. Herangehensweise und Methoden

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 Biogasanlagen-

bestands 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.

3. Repowering Optionen

Das Projekt befindet sich noch in der Bearbeitung, so dass noch kein abschließendes Fazit gezogen werden kann. Hinzu kommt, dass die Regelungen des seit dem 1. August 2014 geltenden EEG [EEG 2014] insbesondere die Umsetzung sinnvoller konzeptioneller Optionen zum Repowering wie z. B. den Zusammenschluss mehrerer Einzelanlagen zu Biogaseinspeiseanlagen nicht mehr unterstützen. Somit wird eine neue Bewertung der letztendlich noch verfügbaren Optionen für das Repowering erforderlich.

Dessen ungeachtet kann jedoch schon zum jetzigen Zeitpunkt festgestellt werden, dass für den zukünftigen Betrieb der Bestandsanlagen insbesondere Optionen, die den Anlagenbetrieb betreffen, sinnvoll dazu beitragen können, die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu erhöhen. Hierzu gehören die im Rahmen des Projektes durch die Projektpartner GEWITRA mbH und BONALYTIC GmbH untersuchten Maßnahmen zur Verringerung von Methanemissionen ebenso wie die durch die BIOREACT GmbH durchgeführten Untersuchungen zur enzymatischen Vorbehandlung lignocellulosehaltiger Substrate, die zeigen, dass durch eine enzymatisch unterstützte Hydrolyse auch Inputstoffe wie Stroh als mögliche Substrate für Biogasanlagen mit kürzeren Verweilzeiten erschlossen werden können.

Zur Bewertung des Potenzials für konzeptionelle Repowering Optionen wie z. B. die Nachrüstung von zusätzlichen Gasspeichern, Wärmespeichern und BHKWs oder zusätzlichen Hydrolysestufen wurden öffentlich verfügbare Daten aus dem Biogas Messprogram [FAL 2005] und dem Biogasmessprogramm II [VTI 2009] sowie eine Datenerhebung der BIOREACT GmbH und eigene Daten zugrunde gelegt. Für die erfassten Anlagen wurden relevante Kenngrößen zueinander in Bezug gesetzt. Ziel der Untersuchungen ist die Entwicklung einer Anlagenklassifizierung, anhand derer Modellanlagen definiert werden, auf welche die ermittelten Repowering-Optionen verallgemeinernd angewendet werden können.

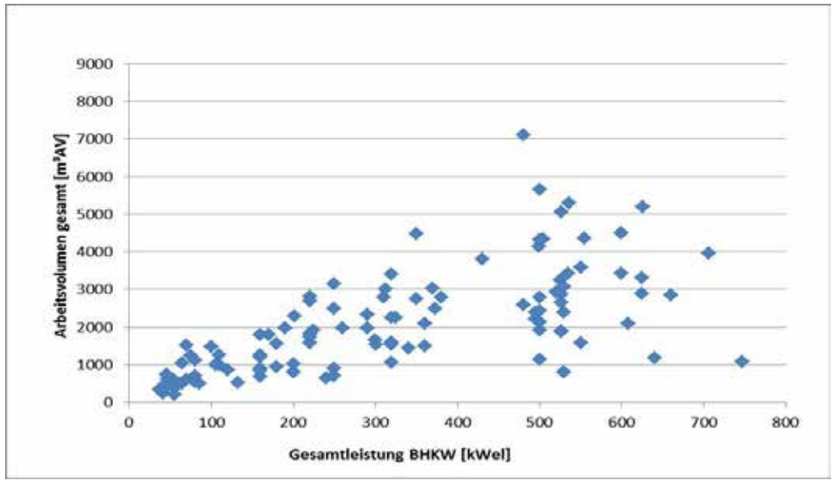


Abbildung 1: Verhältnis von Arbeitsvolumen und installierter Leistung für BGA bis 800 kWel

Die Datensätze umfassen Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von 37 bis zu 2128 kWel. In Abbildung 1 und Abbildung 2 sind die Verhältnisse des Arbeitsvolumens (aktives Fermenter- und Nachgärervolumen) zu installierter Leistung sowie die Verhältnisse des spezifischen Arbeitsvolumens zu installierter Leistung dargestellt.

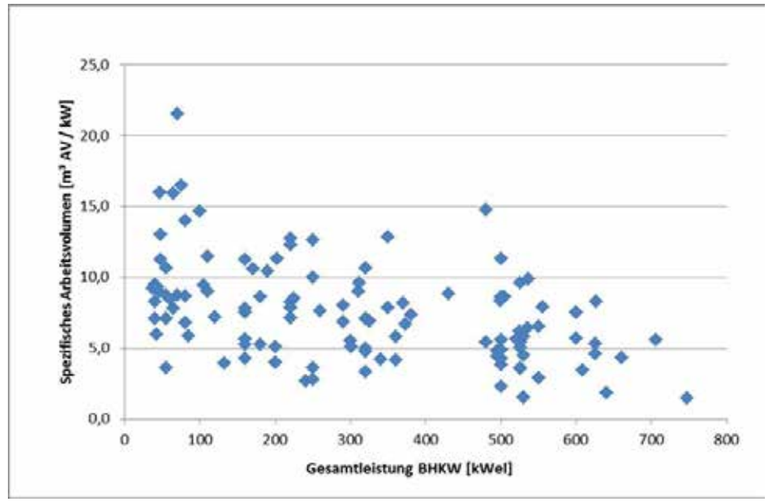


Abbildung 2: Verhältnis von spezifischem Arbeitsvolumen und installierter Leistung für BGA bis 800 kWel

Insgesamt zeigt sich eine relativ heterogene Verteilung mit einer breiten Streuung. Es lässt sich jedoch erkennen, dass das spezifische Volumen mit zunehmender Anlagenleistung tendenziell abnimmt. Auf Basis der bisher vorliegenden Werte wurden die Anlagen für die weitere Untersuchung in drei Größenklassen eingeteilt:

- BGA mit einer installierten Leistung bis zu 150 kWel
- BGA mit einer installierten Leistung von 150 bis 500 kWel
- BGA mit einer installierten Leistung größer als 500 kWel

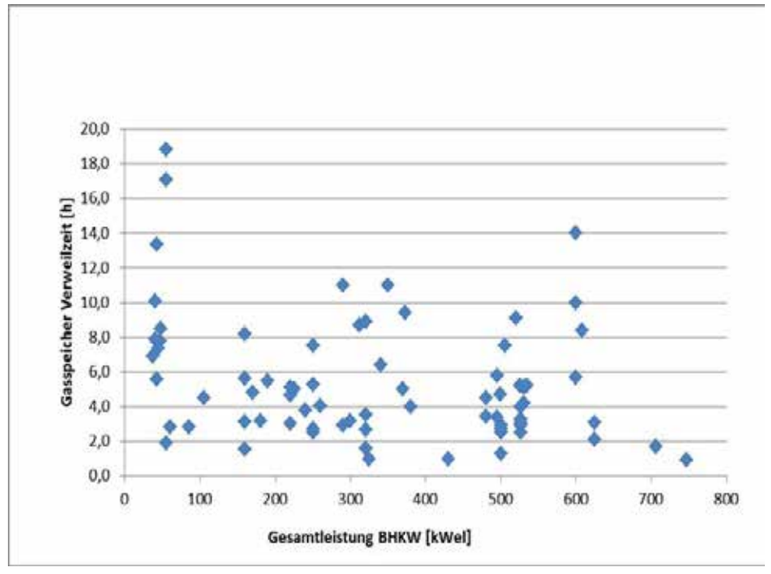


Abbildung 3: Verhältnis von Gasspeicherkapazität und installierter Leistung für BGA bis 800 kWel

Neben der zur Verfügung stehenden Vergärungskapazität ist bei Repowering-Maßnahmen mit dem Ziel der Anlagenflexibilisierung die zur Verfügung stehende Gasspeicherkapazität ein wichtiger Parameter. Wie aus Abbildung 3 hervorgeht, haben Bestandsbiogasanalgen auch hinsichtlich dieses Parameters eine sehr hohe Streubreite. Die Verteilung ist im Wesentlichen unabhängig von der Anlagengröße. Eine Häufung ist im Bereich von 2 bis 6 Stunden Verweilzeit zu erkennen.

Eine grundsätzliche Erweiterungsmöglichkeit für das Gasspeichervolumen ergibt sich aus der Nachrüstung eines Gasspeichers auf dem Gärrestlager. Abbildung 4 zeigt, dass diese Option bei Bestandsanlagen erst mit zunehmender Anlagengröße genutzt wird.

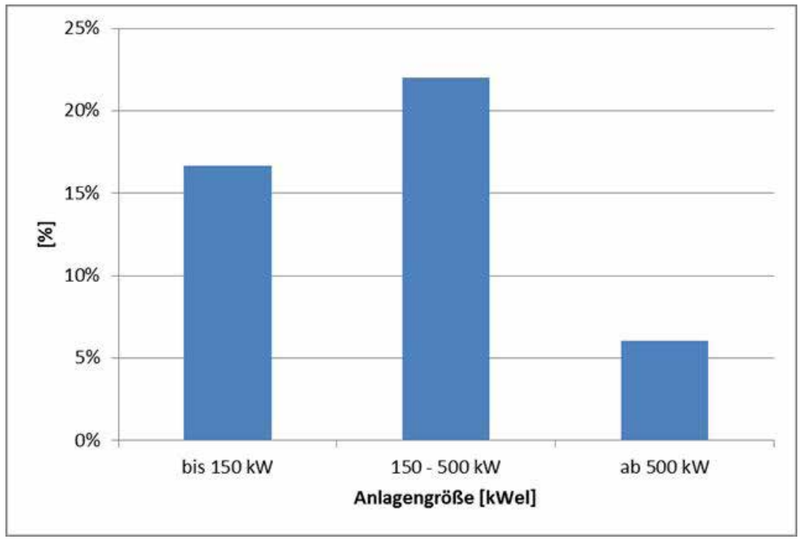


Abbildung 4: Bestandsanlagen mit Gasspeicher auf dem Gärrestlager

Hinsichtlich des technischen Potenzials bieten Bestandsanlagen somit gute Voraussetzungen für weitere Nachrüstungen. Inwieweit diese auch aus wirtschaftlicher Sicht erschlossen werden können, muss für jeden Einzelfall geprüft werden. Den Berechnungen, die häufig wirtschaftlich rentable Nachrüstoptionen zeigen, stehen auch Praxisberichte entgegen, die bei sehr gründlicher Gegenüberstellung von allen Kosten und den tatsächlich realisierbaren Erlösen zeigen, dass sich kaum wirtschaftliche Vorteile durch die Anlagenflexibilisierung ergeben [Nefigmann 2014].

Eine herausragende Option für die Flexibilisierung von Biogasanlagen stellt die Umrüstung von Bestands-BGA mit Vorortverstromung auf die Biogaseinspeisung dar. Hierdurch steht das gesamte Gasnetz als Speicher für das Biogas zur Verfügung. Darüber hinaus kann das Biogas an Standorten mit geeigneter Wärmesenke unter vollständiger energetischer Nutzung von Strom und Wärme verwendet werden. Eine Schwierigkeit bei dem Einsatz der Gasaufbereitung besteht allerdings bei der Vielzahl kleinerer Bestandsanlagen mit installierten elektrischen Leistungen von 500 kW oder darunter. Hier kann eine Gaseinspeisung nur unter idealen Bedingungen wirtschaftlich umgesetzt werden. Eine Option für den Anschluss solcher Anlagen an eine Biogasaufbereitung besteht durch die Zusammenfassung mehrerer Bestandsanlagen mit Hilfe einer Gassammelleitung. Für das Projekt REPOWERING wurde die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit dieser Option mit Daten realer Biogasanlagen geprüft und bewertet. Die Anlagendaten wurden für eine exemplarisch gewählte Modellregion aus Energymap-Datensätzen [DGS 2013] entnommen. Die Berechnung der Szenarien erfolgte anhand von Rechentools, welche im Kooperationsvorhaben »Nachhaltiges Biogas« [Klocke 2010] für die Neuerrichtung eines Biogasnetzes entwickelt wurden. Für das Repowering von Biogasanlagen wurden diese Tools für die Integration von Bestands-BGA erweitert. Die Verschaltung der

nachfolgend aufgeführten Module ist in Abbildung 5 schematisch dargestellt.

- Biogaserzeugung
- Aufbereitung für den Biogastransport
- Biogastransport – Biogassammelleitungen
- Methananreicherung

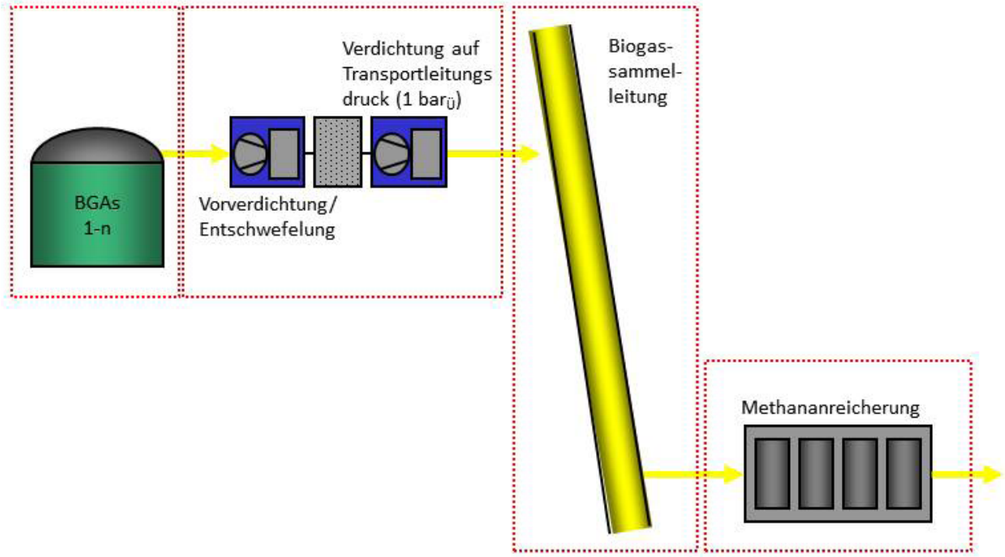


Abbildung 5: Aufteilung der Modell-Module

Für Konzepte an realen Standorten konnten hiermit bei der Einbindung von ausschließlich Bestandsanlagen Gesamtgestehungskosten von 6,73 ct/kWhHs berechnet werden, die unterhalb der derzeit marktüblichen Biomethanpreise liegen. In den Gestehungskosten sind über eine Verzinsung von 3,5 Prozent hinaus, die auch als Erlöse auf das Eigenkapital angerechnet werden können, keine Gewinne berücksichtigt. Mit der Einrechnung höherer Gewinnmargen steigen auch die Biomethangestehungskosten.

4. Zwischenfazit

Die Datenauswertung und Szenarienanalyse 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 Bestandanlagen mit zusätzlichen Gasspeichern und BHKWs erhöht zwar die Anlagenflexibilität deutlich, kann aber nicht in jedem Fall als wirtschaftlich erachtet werden. Als herausragende 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 konnte bereits gezeigt werden, dass diese Umsetzung auch an Bestandsanlagen wirtschaftlich möglich ist. Es wird angestrebt, das Potenzial für solche Konzepte mit Hilfe der im Rahmen des Projektes REPOWERING erarbeiten Werkzeuge in weiteren Projekten zu evaluieren.

5. Literatur

[Fachverband Biogas 2014] Entwicklung der Anzahl Biogasanlagen und der gesamten installierten elektrischen Leistung. Stand 06/2014, veröffentlicht auf http://www.biogas.org

[Zörner 2009] Brügging, E.; Bücker, C.; Graweloh, K.; Häring, G.; Sonnleitner, M.; Vogt, R.; Wetter, C.; Zörner, W.: Ökologische und ökonomische Optimierung von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen – erste Projektergebnisse. 18. Symposium Bioenergie, Bad Staffelstein, 19.-20.11.2009

[Sievers 2011] Sievers, J. et al.: Endbericht des Projekts „Ausbau und Integration von Biogasanlagen in Energieversorgungsstrukturen“, 2011

[Urban 2008] Urban, W. et al: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung in das Erdgasnetz, Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008, Fraunhofer Umsicht, Oberhausen 2008 BMBF-Biogaseinspeisung

[FAL 2005] Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft. Ergebnisse des Biogas-Messprogramms, Gülzow 2005

[VTI 2009] Johann Heinrich von Thünen-Institut (vTI), Biogasmessprogramm II, 2009

[BiomasseV 2012] Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV), Ausfertigungsdatum: 21.06.2001, zuletzt geändert am 24.02.2012

[EEG 2014] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014), Ausfertigungsdatum: 21.07.2014

[Nefigmann 2014] Nefigmann, S.: Energie nach Bedarf, so kann‘s gehen! Vortrag auf dem Biomassezirkel NRW am 14.05.2014

[DGS 2013] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), http://www.energymap.info, Download der Daten am 04.11.2013

[Klocke 2010] Klocke, B.; Pflaum, H.: Endbericht zum Projekt »Kooperationsvorhaben Nachhaltiges Biogas«, Förderkennzeichen: 64.65.69-EN-1004, Modellprojekt zur Entwicklung eines regionalen Clusters für die Realisierung eines nachhaltigen Biogaserzeugungs- und -verteilungssystems am Beispiel der Region Niederrhein, Kurztitel: Kooperationsvorhaben Nachhaltiges Biogas, 2010

Yves Noel (RWTH Aachen)

MINI-BIO-KWK: Überführung eines Prototyps zur dezentralen Vergasung von Restholzpellets in die Serienreife

Der Text lag bei Redaktionsschluss nicht vor.

Georg Häring (Hochschule Ingolstadt, Institut für neue Energie-Systeme (InES))

BIOSTROM: Steuerbare Stromerzeugung mit Biogasanlagen

Markus Goldbrunner[1], Georg Häring[1], Matthias Sonnleitner[1], Leonhard Wiedemann[1], Wilfried Zörner[1], Vic Hanby[2]
[1] Institut für neue Energie-Systeme, Technische Hochschule Ingolstadt
Esplanade 10, 85049 Ingolstadt
georg.haering@thi.de
[2] Institute of Energy and Sustainable Development, De Montfort University, Leicester (UK)

Schlagwörter: Biogas, flexible Stromerzeugung, Gasspeicher

Primäres Ziel des Forschungsvorhabens „BioStrom – Steuerbare Stromerzeugung mit Biogasanlagen“ ist es anhand von Simulationen und den Erfahrungen an einer Pilot- bzw. Demonstrationsanlage, bestehende Biogasanlagen in die Lage zu versetzen als steuerbare flexible Stromerzeuger zu fungieren und damit zur Erhöhung der Effizienz bei der Integration von Erneuerbaren Energien im zukünftigen Energiemix beizutragen. Im Rahmen des Vorhabens werden konkrete Lösungen im technischen Bereich erarbeitet, mit denen Anlagen in die Lage versetzt werden nach Bedarf flexibel Strom zu erzeugen und so gezielt Erzeugungsmanagement zu betreiben.

Zur Demonstration der steuerbaren Stromerzeugung wurde aufbauend auf den im Vorhaben entwickelten Konzepten eine bestehende Biogasanlage mit einer Bemessungsleistung von 700 kWel entsprechend modifiziert. Die Anlage produziert mit einer installierten elektrischen Leistung von 1.438 kWel nach auf aktuellen Strombörsenpreisen optimierten Fahrplänen flexibel Strom.

Durch die umfangreiche Installation von Messtechnik kann an der Demonstrationsanlage ein detailliertes wissenschaftliches Monitoring der steuerbaren Stromerzeugung durchgeführt werden. Im Zuge des Monitorings wurde die für eine flexible Stromerzeugung notwendige Fahrplantreue nachgewiesen. Ein Vergleich verschiedener Messsysteme für den Füllstand des Gasspeichers zeigt, dass die Kenntnis der Messcharakteristik des jeweiligen Systems die Möglichkeit bietet die Flexibilität der Stromerzeugung weiter auszureizen. Die Temperatur des Gases im Gasspeicher bestimmt die speicherbare Energiemenge. Bei behälterverbauten Tragluftfoliendächern wird während der Sommermonate die Temperatur im Gasraum hauptsächlich durch die Temperatur des entstehenden bzw. in den Speicher einströmenden Gases und der Temperatur des sich im Behälter befindlichen Substrates bestimmt.

1. Einführung

Die Direktvermarktung im Rahmen des EEG 2012 und 2014 bietet die Möglichkeit durch eine Flexibilisierung der Stromerzeugung höhere Einnahmen für Biogasanlagen zu generieren.

Hierfür muss der Strom zu Zeiten erzeugt werden, in denen er gut vermarktet werden kann. Um die Stromerzeugung einer Biogasanlage zu flexibilisieren müssen zum einen höhere Verstromungskapazitäten, als für den Grundlastbetrieb notwendig, installiert sein, zum anderen muss die Biogasanlage fähig sein die Gasverwertung zu verschieben, d.h. die Anlage muss das Gas zu hochpreisigen Zeiten bereitstellen können.

In diesem Zusammenhang führt das Institut für neue Energie-Systeme der Technischen Hochschule Ingolstadt (InES) gemeinsam mit der UTS Biogastechnik GmbH das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des Förderprogramms Energetische Biomassenutzung geförderte Forschungsvorhaben „BioStrom – Steuerbare Stromerzeugung mit Biogasanlagen“ durch. Primäres Ziel des Vorhabens ist es, anhand von Simulationen und den Erfahrungen mit einer Pilot- bzw. Demonstrationsanlage, bestehende Biogasanlagen in die Lage zu versetzen als steuerbare flexible Stromerzeuger zu fungieren. Hierbei werden konkrete Lösungen im technischen Bereich erarbeitet mit denen Anlagen in die Lage versetzt werden nach Bedarf flexibel Strom zu erzeugen und Erzeugungsmanagement zu betreiben.

Im Folgenden Beitrag wird die Demonstrationsanlage, deren Fahrwiese und auf dem Monitoring aufbauende Ergebnisse bezüglich des Betriebs von Gasspeichern bei einer flexiblen Stromerzeugung vorgestellt.

2. BioStrom Demonstrationsanlage

Zur Demonstration der steuerbaren Stromerzeugung im Rahmen des Forschungsvorhabens konnte die Biogasanlage „BGA Zellerfeld“ in Egling an der Paar und deren Betreiber gewonnen werden (vgl. Abbildung 1). Aufbauend auf den im Vorhaben entwickelten Konzepten wurde an der Anlage insgesamt eine elektrische Leistung von 1.438 kWel installiert. Die Anlage wird gemeinschaftlich von drei Landwirten mit einer Bemessungsleistung von etwa 700 kWel betrieben. Zur Gaszwischenspeicherung wird der bereits vor Umrüstung auf steuerbare Stromerzeugung an der Anlage vorhandene Gasspeicher mit einem nutzbaren Volumen von 2.700 m³ genutzt. Kenndaten der Anlage sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Abbildung 1: Biogasanlage Zellerfeld

Tabelle 1: Kennzahlen der BGA Zellerfeld

Standort	Egling a.d. Paar	
Bemessungsleistung	ca. 700 kWel	
Installierte Leistung	1.438 kWel BHKW 1: 549 kWel BHKW: 2: 889 kWel	
Nutzbarer Gasspeicher	2.700 m³ Tragluftdach auf Endlager	
Substrateinsatz	Rindergülle Grünroggen (GPS) Mais (GPS) Zuckerrüben	10 % 15 % 55 % 20 %

3. Monitoring an der BGA Zellerfeld

Um ein detailliertes wissenschaftliches Monitoring der der steuerbaren Stromerzeugung durchzuführen, wurde im Zuge des Vorhabens wurde an der Demonstrationsanlage umfangreich Messtechnik verbaut (vgl. Abbildung 2). Neben der Bilanzierung der Wärmemengen wird unter anderem zur Bilanzierung des Gasspeichers die Gaszusammensetzung des ein- und ausströmenden Gases analysiert. Auch eine Betrachtung des Einflusses der Umgebungsbedingungen auf den Gasspeicher sowie eine Normierung des Gasspeicherinhalts wird zusätzlich zur eigentlichen Gasspeicher-Füllstandmessung durchgeführt.

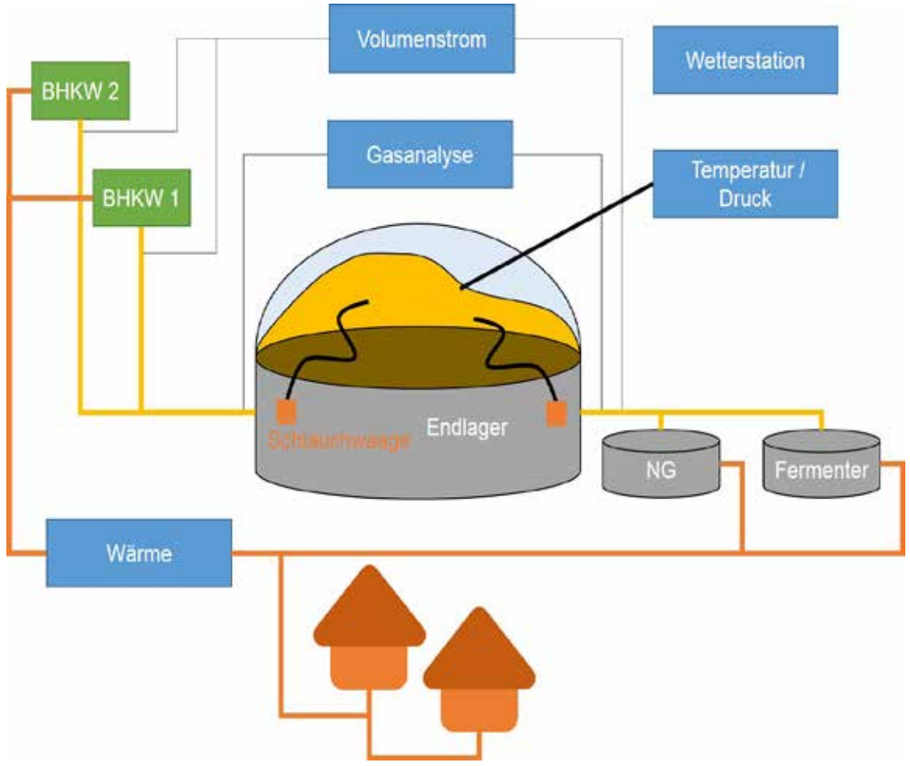


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Messtechnikkonzepts an der BGA Zellerfeld

4. Steuerinstrument der BGA Zellerfeld

Die Marktprämie im Rahmen des EEG 2012 und 2014 ermöglicht es über die Direktvermarktung höhere Stromvergütungen zu generieren. Hierfür wird der an der Anlage erzeugte Strom über einen Stromhändler an Börsen vermarktet. Höhere Vergütungen als im Vergleich zur ordinären EEG-Vergütung sind hierbei bereits durch den üblichen Grundlastbetrieb über die Managementprämie und eventuelle zusätzliche Gewinne aus einer profitablen Vermarktung des Stroms durch den Stromvermarkter möglich.

Um darüber hinaus zusätzliche Gewinne für den Anlagenbetreiber zu generieren, muss die Stromerzeugung der Biogasanlage flexibilisiert werden. Hierzu müssen zum einen höhere Verstromungskapazitäten als für den Grundlastbetrieb notwendig installiert sein, zum anderen muss die Biogasanlage in der Lage sein über eine Zwischenspeicherung des Biogases oder über eine steuerbare Gaserzeugung die Gasmengen zu Zeiten mit entsprechend hohem Stromverkaufspreis bereitzustellen.

Steuerinstrument für flexible Biogasanlagen sind im Allgemeinen Energy-only-Märkte, wie die Spotmärkte der EPEX Spot. Abbildung 3 stellt einen exemplarischen Verlauf der Stundenpreise der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot dar. Das Marktgebiet der EPEX Spot erstreckt sich über die Gebiete der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und Österreich. Am Spotmarkt werden für das gesamte Marktgebiet über Angebot und Nachfrage nach dem Merit-Order-Prinzip die Strompreise ermittelt. Hohe und niedrige residuale Lasten, die von der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik mit beeinflusst werden beeinflussen den Strompreis. So wird über das Preissignal sichergestellt, dass die Stromerzeugung aus Biogas hauptsächlich dann erfolgt, wenn im Marktgebiet hohe residuale Lasten abzudecken sind. Somit trägt die Biogasanlage, wenn sie nach dem Preissignal des Strommarkts betrieben wird aktiv zum Erzeugungsmanagement bei. Entsprechende, auf den Preisverlauf abgestimmte, Fahrpläne ermöglichen höhere Einnahmen.

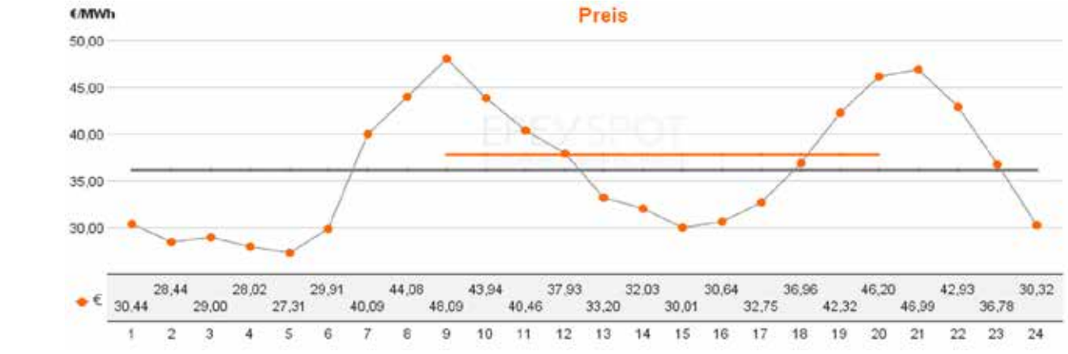


Abbildung 3: Preisverlauf des Spotmarkts an der EPEX Spot (5. Mai 2014) (EPEX 2014).

Die oben beschriebene Art der Erzeugung und des Handels unterscheidet sich von der Regelenergie (Primär-, Sekundärregelleistung und Minutenreserve), welche ein separates Stromprodukt darstellt und an einem weiteren Markt (www.regelleistung.net) von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben wird. Regelenergie stellt im Gegensatz zum flexiblen Anlagenbetrieb eine Systemdienstleistung dar, wobei hier lediglich fluktuierende Leistungsbedarfe ausgeglichen werden, um das Stromnetz kurzfristig zu stabilisieren. Mit der Teilnahme am Regelenergiemarkt allein erfolgt keine Verstetigung der residualen Last, wie sie für den Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung notwendig ist. Regelenergie wird von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben. Damit Biogasanlagen am Regelenergiemarkt teilnehmen können müssen diese mit Fernwirktechnik ausgestattet sein und bestimmte Präqualifikationsbedingungen erfüllen. Für die BGA Zellerfeld wurden auf Basis von Simulationen verschiedene Fahrpläne erstellt die unter der Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten der Komponenten (Häring et al. 2013) die verbaute Infrastruktur bei einer strompreisgeführten Stromerzeugung optimal ausnutzen (vgl. Abbildung 4).

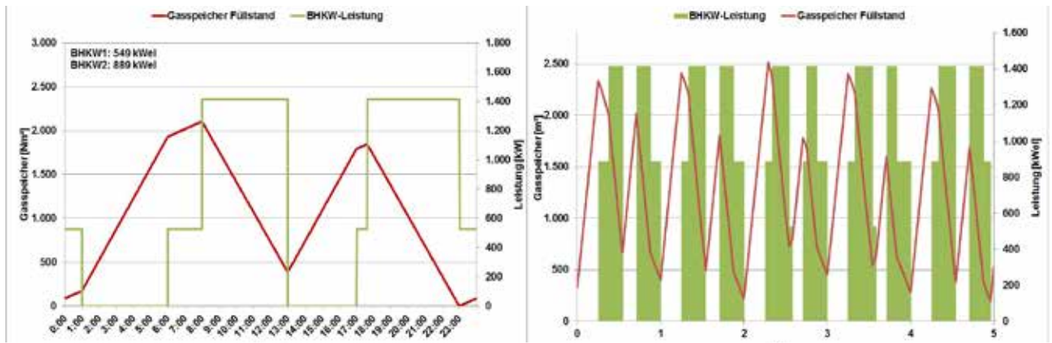


Abbildung 4: Fahrplan der BGA Zellerfeld (links Tag, rechts Werktags)

Die Eingabe des Fahrplans erfolgt in Absprache mit dem Stromvermarkter manuell über die Anlagensteuerung. So kann der Fahrplan individuell an die aktuellen Strompreise, die aktuelle Gasproduktion oder eventuelle BHKW-Wartungen angepasst werden. Die Abrechnung mit dem Stromvermarkter erfolgt über die ¼-Stunden-Messung der registrierenden Leistungsmessung des Energieversorgers.

Abbildung 5 stellt zur Veranschaulichung des flexiblen Anlagenbetriebs Messwerte der erzeugten elektrischen Leistung sowie den Gasspeicherfüllstand eines exemplarischen Tages aus dem Monitoring dar.

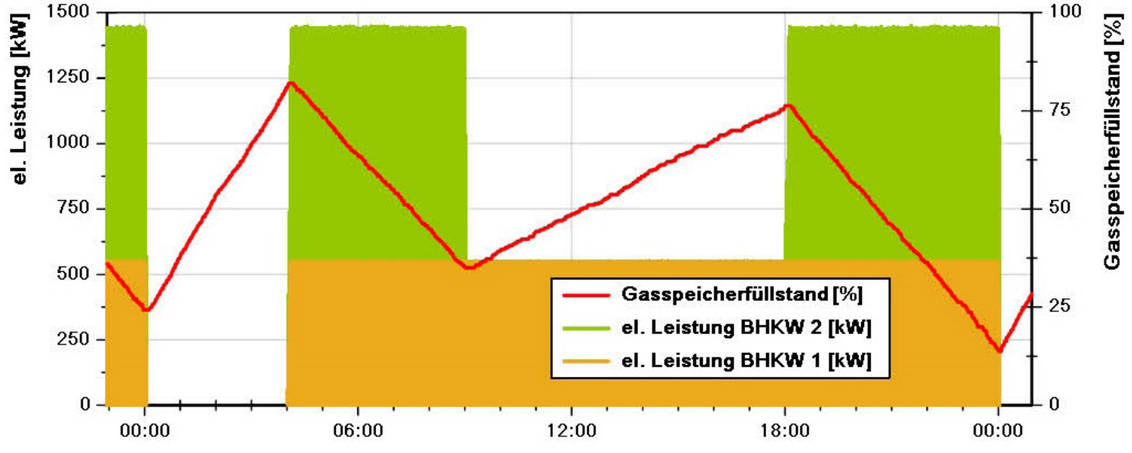


Abbildung 5: Darstellung eines Fahrplans der BGA Zellerfeld über reale Messwerte (hier: 13.08.2014)

5. Ergebnisse aus dem Monitoring - Gasspeicherung

Die Zwischenspeicherung von Biogas in den Gasspeichern der Anlage bietet die Möglichkeit die Gaserzeugung von der Gasverwertung über einen gewissen Zeitraum zu entkoppeln. Für eine flexible Stromerzeugung können Gasspeichersysteme zum Einsatz kommen, wie sie in der bisherigen Art und Weise auf Biogasanlagen Stand der Technik sind.

Bei der bedarfsgerechten Stromerzeugung stehen das zur Verfügung stehende tatsächlich nutzbare Gasspeichervolumen (Bruttovolumen abzüglich des nicht-nutzbaren Volumens > Lungenvolumen bzw. Nettovolumen), eine möglichst exakte Füllstandüberwachung und die Kombinationsmöglichkeit (Verschaltbarkeit) mehrerer Gasspeicher zur Erhöhung des gesamten Lungenvolumens (Gasspeichermanagement) im Vordergrund.

Ein Vergleich (Häring 2013 et al.) zeigt, dass für den flexiblen Anlagenbetrieb Tragluft-Speichersysteme am besten geeignet sind. Es können im Vergleich die größten nutzbaren Volumina ermöglicht und der Füllstand am exaktesten überwacht werden. Dazu bieten sie als einzige übliche Gasspeichertechnologie die Möglichkeit des aktiven Gasspeichermanagements.

Die Größe des zu installierenden Gasspeichervolumens für eine flexible Stromerzeugung hängt in erster Linie vom allgemeinen Anlagenkonzept ab. Hierbei sind Gasspeicherdauern ab 6 h der produzierten Rohbiogasmenge als sinnvoll für eine Vermarktung im Rahmen der strompreisgeführten flexiblen Stromerzeugung zu betrachten.

Erhöhtes Augenmerk bei der bedarfsorientierten Verwertung des Biogases ist dem Gasspeichermanagement zuzuwenden. Ziel des Gasspeichermanagements ist es, mit hinreichender Genauigkeit die aktuelle Situation in den Gasspeichern abzubilden und zu steuern. Es ist sicherzustellen, dass das erzeugte Gas zu jedem Zeitpunkt gespeichert bzw. verwertet und der Bedarf abgedeckt werden kann. Um bedarfsgerecht Strom zu erzeugen müssen zu

jedem Zeitpunkt die erzeugte Gasmenge, die gespeicherte Gasmenge und der Gasbedarf bekannt sein.
Bei Tragluftsystemen erfolgt die Messung des Füllstandes über die Lage der Innenmembran. Da der Druck im Gasspeicherraum sowie zwischen Innenmembran und Außenmembran annähernd identisch ist, kann sich die Speichermembran, je nach den dort vorherrschenden Strömungen, im Gasraum und Tragluftraum unterschiedlich und unregelmäßig ausformen. Das stellt die verschiedenen Messverfahren zur Bestimmung der Lage der Innenmembran vor Herausforderungen, so dass die verschiedenen Verfahren unterschiedlich gut für die Füllstandsüberwachung geeignet sind.

An der BioStrom-Demonstrationsanlage sind ein Seilzug-System und gleichzeitig ein Schlauchwaagen-System verbaut, um einen direkten Vergleich der beiden Systeme miteinander durchzuführen.

Bei **Seilzug-Messsystemen** wird ein an der Speichermembran angebrachtes Seil so über die Membran geführt, dass eine Lageänderung der Membran auf das Seil übertragen wird. Das Seil wird durch die Außenmembran geführt und endet über Umlenkrollen in einem Messrohr. Ändert sich die Lage der Membran, ändert sich entsprechend die Position des Seilendes im Messrohr. Am Seilende ist ein Magnet angebracht, welcher am Messrohr installierte Reed-Kontakte schaltet.

Bei **Schlauchwaagen-Systemen** wird an einer definierten Stelle an der Innenmembran ein mit Flüssigkeit gefüllter Schlauch befestigt. Bei Änderung der Höhe der Speichermembran ändert sich der Druck der Wassersäule im Schlauch. Diese Druckänderung wird gemessen und die Höhe des definierten Messpunktes kann bestimmt werden. Um die gesamte Ausformung der Membran besser zu berücksichtigt wurden an der Demonstrationsanlage gleichmäßig über die Speichmermembran verteilt drei Schlauchwaagen befestig. Die drei Messwerte werden für die Verwendung in der Anlagensteuerung gemittelt.

Abbildung 6 zeigt den direkten Vergleich der Messwerte der beiden Systeme. In der Darstellung ist ein erneuter Abgleich der Ausgangssignale des Seilzug-Systems abgebildet. Deutlich zu erkennen ist, dass bereits kurz nach dem Abgleich der Füllstandmesswert des Seilzug-Systems um bis zu 20 Prozentpunkte geringer ist als der des Schlauchwaagen-Systems. Dies zeigt, dass der Füllstandwert über das Seilzugsystem schwer interpretierbar ist. Zurückzuführen ist dies darauf, dass eventuell vorhandene Auswölbungen vom Seil nicht erfasst werden oder bei gespanntem Seil die Speichermembran durchhängen kann.

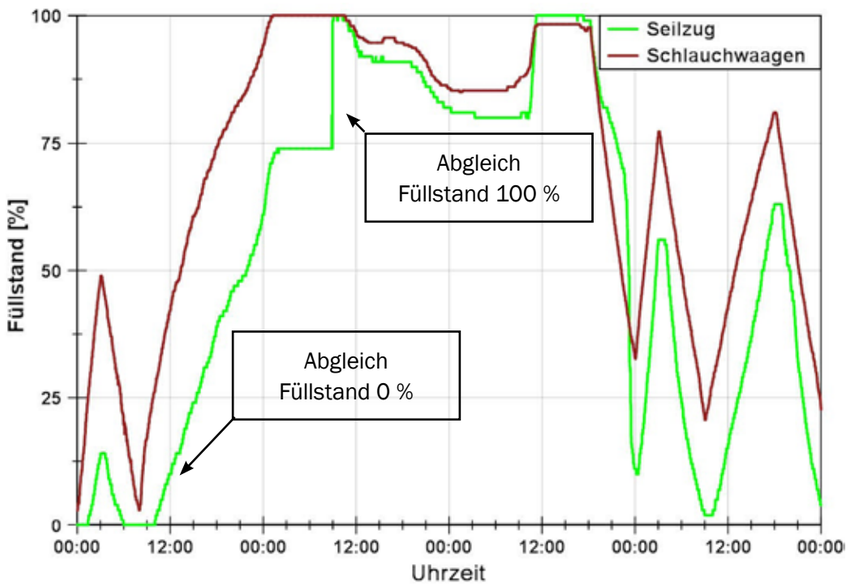


Abbildung 6: Vergleich Seilzug vs. Schlauchwaage bei Abgleich des Seilzug-Systems

Da sich das Volumen von Gasen in Abhängigkeit von Druck und Temperatur verändert, ist es für Vergleiche von Biogaserträgen, Biogasvolumenangaben und für Aussagen über die gespeicherten Energiemengen erforderlich, diese auf den Normzustand zu beziehen (Häring 2013 et al.). Großen Einfluss auf das speicherbare Normvolumen hat demnach die Temperatur des gespeicherten Gases.

In Abbildung 7 ist die Temperatur des gespeicherten Gases, gemessen ca. 1 m unterhalb der Oberkannte des Betonbehälters, dargestellt. Um den Einfluss der Umgebungsbedingungen auf die Temperatur des Gases im Speicher darzustellen, sind in Abbildung 7 gleichzeitig die Umgebungstemperatur, die Temperatur des Substrates im Endlager, die Temperatur des in den Gasspeicher strömenden Gases und die Sonneneinstrahlung (Globalstrahlung) visualisiert.

Im Allgemeinen folgt die Temperatur im Gasraum der Umgebungstemperatur. Ein direkter Einfluss der Sonneneinstrahlung auf die Temperatur im Gasraum ist nicht erkennbar, jedoch erwärmt sich das in den Speicher strömende Gas während die Sonne scheint in der oberirdisch verlegten Gasstrecke bei den Bedingungen durch die Sonneneinstrahlung im Betrachtungszeitraum um teilweise 5 °C.

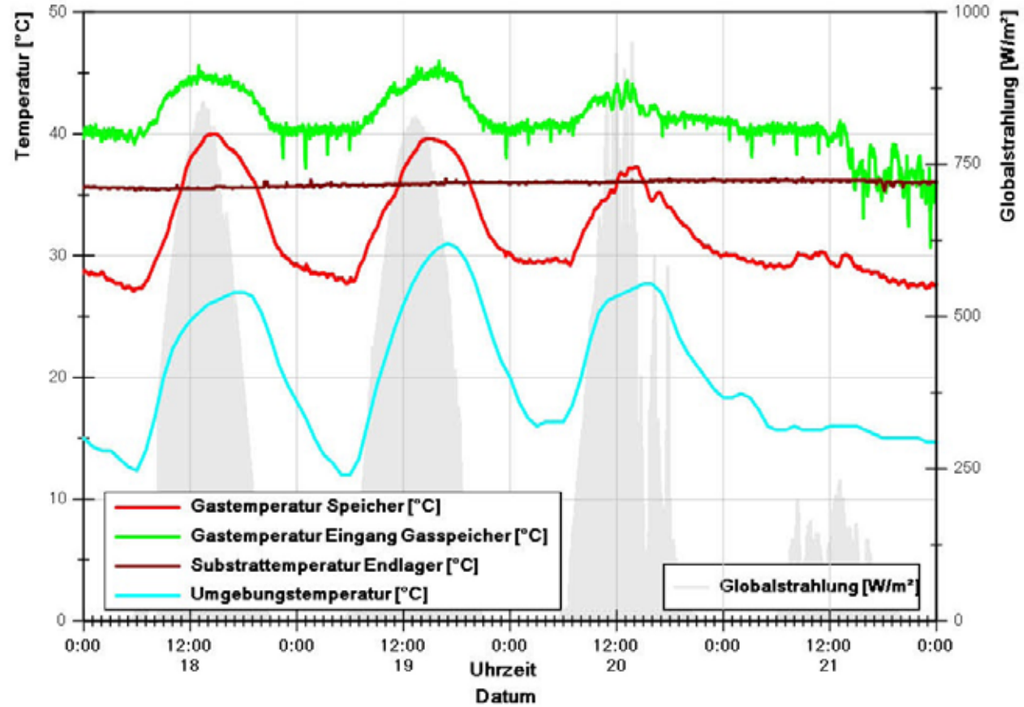


Abbildung 7: Temperatur im Gasspeicher der Demonstrationsanlage und einflussnehmende Faktoren (18. bis 21. Juli 2014)

Die bisher höchste während des Monitorings im Gasspeicher gemessene Temperatur wurde am 18. Juli 2014 gemessen (vgl. Abbildung 7) und betrug 40 °C. Das berechnete speicherbare Normvolumen an diesem Tag betrug 2.133 Nm³ und damit 79 % des Betrages des zur Verfügung stehenden Lungenvolumens.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass die genaue Kenntnis der Messcharakteristik der Systeme zur Füllstandüberwachung und die Berücksichtigung der Bedingungen im Gasspeicher bei unterschiedlichen Umwelteinflüssen, eine bessere Ausnutzung der Gasspeicher im Sinne der flexiblen Stromerzeugung ermöglicht. So können beispielsweise Sicherheitspuffer verringert und die Flexibilität der Stromerzeugung weiter ausgereizt werden.

6. Schlussfolgerung/ Ausblick

Die Spotmärkte der EPEX Spot eignen sich dafür die fluktuierende Stromerzeugung über das Marktgebiet auszugleichen, da die Strompriese dort die residuale Last abbilden. Fahrpläne die auf diesem Preissignal beruhen verstetigen die residuale Last. Der Verlauf der Strompreise gibt damit die notwendige Flexibilität der Stromerzeugung aus Biogasanlagen vor.

Über die Messtechnische Ausstattung der BGA Zellerfeld ist es möglich den flexiblen Anlagenbetrieb zu demonstrieren und die Ergebnisse auf weitere Biogasanlagen zu übertragen. Im weiteren Verlauf des Monitorings sollen die Ergebnisse in die Optimierung des Anlagenbetriebs einfließen, so dass Optimierungsmöglichkeiten quantifiziert werden können.

7. Literatur

EPEX (2014) EPEXSPOTauction – Daten-Chart [www] EPEXSpot. Abrufbar unter: http://www.epexspot.com/de/marktdaten/auktionshandel/chart/auction-chart/2014-05-05/DE [Zugriff: 5.05.2014]

HÄRING, G.; SONNLEITNER, M.; WIEDEMANN, L.; ZÖRNER, W.; ASCHMANN, V. (2013) Technische Anforderungen an Biogasanlagen für die flexible Stromerzeugung. Fachinformation Nr. IV – 12/2013. Freising: Biogasforum Bayern

Dr. Burkhardt Faßauer (Fraunhofer IKTS)

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

Dr-Ing. Burkhardt Faßauer, Björn Schwarz
Fraunhofer IKTS
Winterberg Str. 28, 01277 Dresden
burkhardt.fassauer@ikts.fraunhofer.de

Ein rentabler Betrieb von Biogasanlagen (BGA) wird zukünftig nur dann realisierbar sein, wenn zum einen vorwiegend nachhaltige Einsatzstoffe wie organische Reststoffe zu Einsatz kommen, zum anderen die Stromerzeugung bedarfsgerecht erfolgt und hierfür entsprechende Vergütungsmodelle vorliegen. Die Flexibilisierung der Energiebereitstellung auf BGA erfolgt in der Regel mittels großer Speicher, welche Zeiten der geringen Stromnachfrage überbrücken bzw. bei hoher Nachfrage ausreichend Biogas zur Verfügung stellen sollen. Innerhalb des Projektes PROKOSYS wird nun eine Verfahrenskette zur bedarfsgerechten Biogasproduktion mit möglichst kleinen zusätzlichen Gasspeichern erprobt. Grundlage hierfür bildet das vom Fraunhofer IKTS entwickelte DECONDIS®-Verfahren, welches auf biogene Reststoffe übertragen und hinsichtlich der Flexibilität der Biogaserzeugung optimiert wird. Weiterhin werden innerhalb des Projektes auch die Anforderungen an eine bedarfsgerechte Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan in kleinere Gasnetze berücksichtigt, wofür entsprechende keramische Membranen und Systeme entwickelt werden. Das Projekt wird in einem Verbund der Partner Fraunhofer IKTS, DBI GUT GmbH, LME GmbH und Weber Entec GmbH bearbeitet.

1. Herangehensweise und Methoden

Das Projekt PROKOSYS besteht aus drei thematischen Schwerpunkten: Prozessbewirtschaftung, Prozessüberwachung und Biogasaufbereitung. Die Entwicklungen erfolgen vom Screening und systematischen Versuchen im Labormaßstab bis zum Verfahrensnachweis der Vorzugslösung im Pilotmaßstab. Im Einzelnen werden folgende FuE-Aufgaben bearbeitet:

<u>Prozessbewirtschaftung:</u>

- Adaption DECONDIS®-Verfahren auf biogene Reststoffe
- Untersuchungen zur Entgasung von Gärsubstraten mittels Ultraschall und/oder speziellen Rührintervallen und Intensitäten
- Untersuchungen zur Wirkung einer separaten Hydrolysestufe auf den abtrennbaren schnell verfügbaren Stoffstrom
- Verfahrenstechnische Anpassung der vorhandenen Pilotanlage und Nachweis der Funktionsfähigkeit der bevorzugten Verfahrenskette

<u>Prozessüberwachung:</u>

- Auswahl geeigneter Prozess- und Stoffparameter zur Entwicklung von Mess- und Steuerroutinen
- Entwicklung und Test einer Kombisonde (Mikrowelle, UV/VIS)
- Implementierung und Test der Sonden an der Pilotanlage

<u>Biogasaufbereitung:</u>

- Entwicklung von Kohlenstoffmembranen auf keramischen Trägern zur Trennung von CO2 und CH4
- Screening und Test verschiedener Beschichtungsmethoden sowie Trennungsbedingungen
- Durchführung von Labortests, Upscaling und Herstellung größerer Membrane für Pilottests
- Belastungstests der Membranen unter Praxisbedingungen

- Planung und Betrieb einer flexiblen Versuchsanlage zur Gasaufbereitung
- Energiemanagement, lastabhängige Fahrweise der Gasaufbereitung

2. Ergebnisse

Prozessbewirtschaftung:

Prinzipiell sind die aus biogenen Reststoffen mittels Schneckenpresse separierbaren Flüssigkeiten gut für eine flexible Biogasproduktion geeignet, da sie speicherbar und haltbar sind sowie in der Regel ein hohes, schnell verfügbares Biogaspotenzial besitzen. Jedoch ist die Menge, welche aus den getesteten Reststoffen (Landschaftspflege, Grassilage, Festmist) separiert werden kann je nach Trockenrückstandsgehalt der Ausgangssubstrate relativ gering. So konnte mit reiner Abpressung nur ein Anteil von 0 bis 25 %, im Mittel 10 % des ursprünglich im Substrat enthaltenen Biogaspotenzials in die Flüssigphase überführt werden. Dies ist für eine effektive Flexibilisierung nicht ausreichend. Aus diesem Grund wurde, abweichend vom DECONDIS®-Verfahren, die Hydrolysestufe vor dem Separationsschritt eingebunden. Bei Betrieb der Hydrolyse mit ca. 70°C (hyperthermophil) werden zwischen 40 und 55 % des Gaspotenzials der Ausgangssubstrate in die Flüssigphase überführt. Das modifizierte DECONDIS®-Verfahren sieht schematisch wie folgt aus:

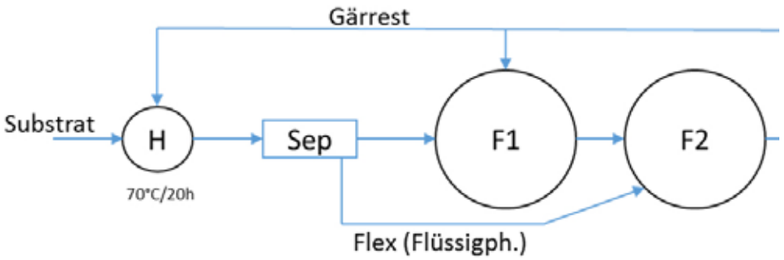


Abbildung 1: Verfahrensschema zur Prozessführung PROKOSYS

Kontinuierliche Gärtests im Rahmen des Vorhabens zeigen, dass in klassischen Biogasanlagen mit Haupt- und Nachfermenter eine relativ hohe flexible Biogasproduktion mit Hilfe des entwickelten Verfahrens gewährleistet werden kann. Sowohl die absolut produzierte Menge als auch die Geschwindigkeit der Gasproduktion sind deutlich größer als bei der reinen Stoßbeschickung mit nicht vorbehandelten Substraten, die zudem das Risiko des instabilen Betriebes birgt, da der Hauptfermenter stark belastet wird.

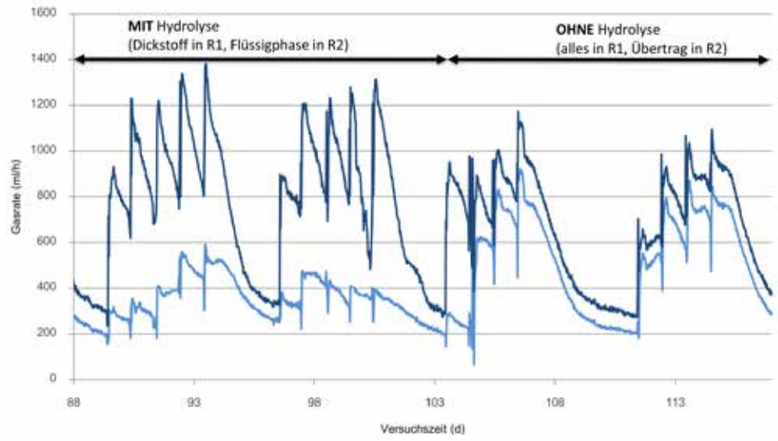


Abbildung 2: Vergleich der Gasbildungsrate mit und ohne PROKOSYS - Verfahren

Prozessüberwachung

Innerhalb des Projektes werden auch Sensoren und Sensorkonzepte inklusive der notwendigen Probenahmevorrichtungen getestet und entwickelt. Ziel ist zum einen die Erfassung des Feststoffgehaltes der innerhalb einer Biogasanlage gepumpten Medien als Grundlage für Massenbilanzen. Zum anderen sollen anhand von CSB-Gehalt oder Gehalt an organischen Säuren der Prozesszustand im Fermenter sowie der Energiegehalt von abgepressten Flüssigphasen bewertet bzw. als Steuergröße für Beschickungsmengen genutzt werden. Für die Messung des TR-Gehaltes wurden zwei verschiedene Systeme auf Basis von Mikrowellen getestet und modifiziert. Dabei konnte eine gute Korrelation zwischen Messsignal und TR-Gehalt ermittelt werden, welche im Pilotmaßstab gegenwärtig validiert wird. Für die Detektion des CSB oder des Gehaltes an organischen Säuren konnten bisher keine derartigen Korrelationen bei Nutzung von UV/VIS und NIR erhalten werden. Ursache hierfür ist die starke Trübung bzw. der Fest- und Schwebstoffgehalt der Medien. Rückspülbare Vorfilter in Verbindung mit einem kleinen Spektrometer befinden sich momentan im Test, um hier Abhilfe zu schaffen.

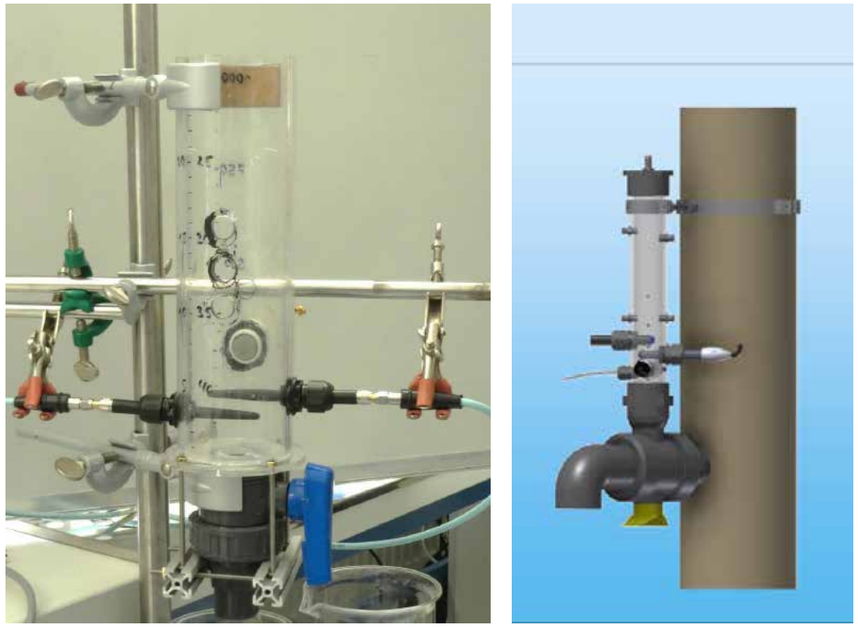


Abbildung 3: GSM-Dipol-System zur Messung des TR als Versuchsstand und in Probenahme integriert (Quelle: IBA Heiligenstadt)

Gasaufbereitung

Im Labor des Fraunhofer IKTS Hermsdorf wurde eine Vielzahl von Membranherstellungsverfahren untersucht. Im Ergebnis konnte eine erste optimierte Precursorsynthese (Precursor L) gefunden werden, deren Membranen mit reduzierter CO2-Permeanz (1 $m^3/(m^2hbar)$ bei verbesserter CO2/CH4-Permselektivität von ca. 60 getestet wurden (D.h. CO2 passiert die Membran 60-mal schneller als CH4). Eine weitere Optimierung (M) ergab Membranen mit hoher CO2-Permeanz (3 bis 9 $m^3/(m^2hbar)$ bei verbesserter CO2/CH4-Permselektivität bis max. 90. Das Upscaling auf praktisch einsetzbare 0,5m lange Trägerrohre funktionierte mit ausgezeichneter CO2/CH4-Permselektivität von ca. 100 bei einer CO2-Permeanz von 0.7 $m^3/(m^2hbar)$ nach erster Membransynthese. Mit diesen Membranen wird gegenwärtig die Testanlage zum Einsatz auf der Pilotbiogasanlage ausgestattet.

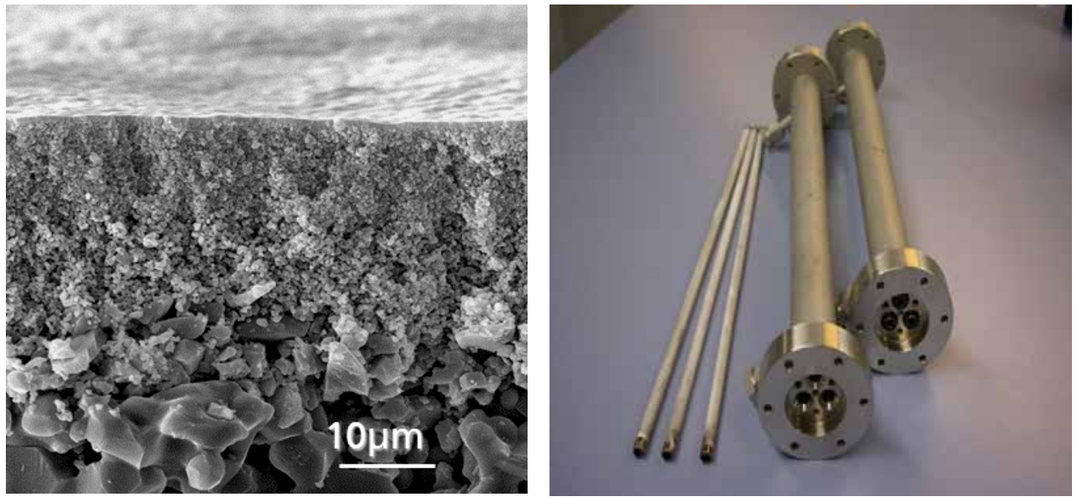


Abbildung 4: Keramische Membrane zur Trennung von CO2 und CH4 (links: Schichtaufbau, rechts: Module)

3. Schlussfolgerung/ Ausblick

Eine bedarfsgerechte Biogasproduktion ist auch mit Reststoffen gut möglich. Notwendige Gasspeicher können nach ersten Berechnungen mindestens 50 % kleiner gebaut werden, wenn die Verfahrenskette wie innerhalb des Projektes entwickelt zur Anwendung kommt (vgl. Abbildungen 5 und 6).

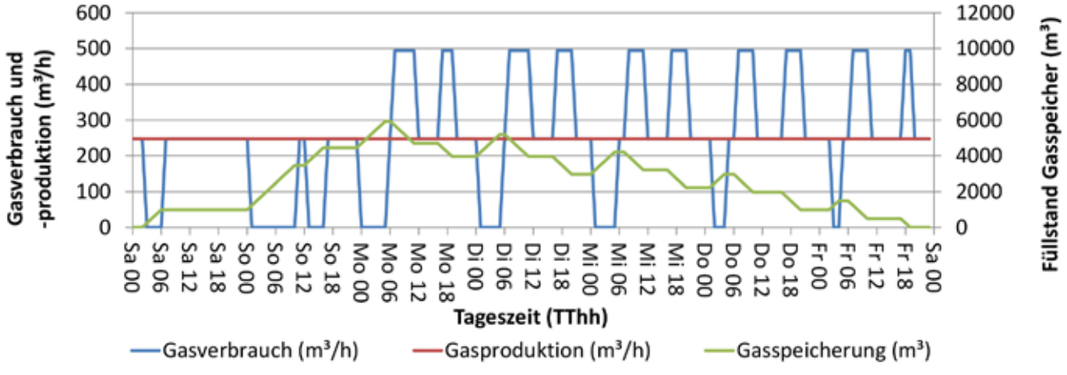


Abbildung 5: Speicherbedarf für Biogas bei konstanter Biogasproduktion und flexiblem Verbrauch

Gegenwärtig werden alle entwickelten Systeme und Komponenten auf dem Applikationszentrum Bioenergie des Fraunhofer IKTS in Helmsgrün getestet. Dafür wurde die vorhandene Pilotbiogasanlage durch eine Separationsstufe sowie Flüssigphasenspeicher und zugehörige Pump- und Steuertechnik erweitert (vgl. Abbildung 7).

Darüber hinaus geht demnächst die membrangestützte Gasaufbereitung in Betrieb, welche komplett auf einem Hänger installiert wurde. Dieses Modul beinhaltet Vortrocknung (Kondensator), Feintrocknung (adsorptiv mittels Molekularsieb), Entschwefelung (adsorptiv mit imprägnierter Aktivkohle), Partikelabscheidung (Leitungsfilter), Verdichtung, Zwischenspeicherung, Regelung der Prozessparameter (Druck und Temperatur), Messung von Wassergehalt, Druck, Temperatur und Gaszusammensetzung sowie den eigentlichen Membranprozess. Hauptziel des Verfahrensschrittes ist die Abscheidung des Kohlendioxids aus dem Biogas zur Verringerung des erforderlichen Speichervolumens bzw. zur Erhöhung der flexibel verfügbaren Energiemenge in bestehenden Gesamtsystemen.

Das Projektkonsortium liegt mit den erreichten Ergebnissen über den Erwartungen und sieht gute Einsatzchancen des Prozesses in der Praxis.

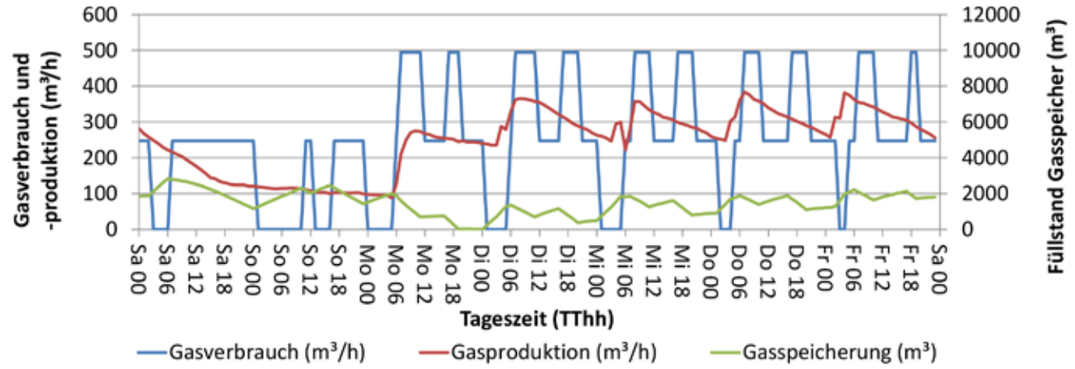


Abbildung 6: Speicherbedarf für Biogas bei flexibler Biogasproduktion (Landschaftspflegematerial) und Verbrauch

Dr. Bernd Krautkremer (Fraunhofer IWES)

FlexHKW: Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken

Dr.-Ing. Bernd Krautkremer
Fraunhofer IWES
Königstor 59, 34119 Kassel
bernd.krautkremer@iwes.frauhofer.de

Schlagwörter: Erneuerbare Energie, Biomasse, flexible Stromproduktion

Die flexible Stromerzeugung aus Biomasse kann bei weiter steigenden Anteilen der volatilen Einspeisung aus Wind- und Solarenergie zur Verbesserung der Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem beitragen. Die Umrüstung von Bestandsbiogasanlagen stellt heute einen der preiswertesten Ansätze zur flexiblen Bereitstellung von Strom dar. Daneben arbeiten in Deutschland rund 250 Holzheizkraftwerke (HKWs) mit elektrischen Konvertern wie ORC- oder Dampfturbinen. Die mittlere installierte elektrische Leistung beträgt 5,3 MW pro Anlage. Um die Eignung dieser Kraftwerke für eine flexible Stromproduktion festzustellen, sind folgende Faktoren zu untersuchen: Wärmebedarfsprofil, Brennstoff, Leistungsklasse, Feuerungstyp, Kesseltyp und Art des Energiekonverters. Um die Wärmeproduktion von der Stromproduktion weitgehend zu entkoppeln, sind folgende Maßnahmen möglich: Regelung der Feuerung, dampfseitige Energiespeicher, Turbinen-Bypass-Betrieb, Variation der Dampfentnahme und wärmelieferseitige Energiespeicherung.

Derzeit werden Turbinenbypass und Wärmespeicher bevorzugt. Beide Möglichkeiten erlauben, die Wärme-/Stromproduktion in Zeiten hoher Strompreise zu verschieben. Insbesondere die Umfahrung der ORC-Turbine erlaubt sehr schnelle und präzise Änderungen - vor allem in der Leistungsreduktion. Die Anforderungen an die Bereitstellung von Sekundärregelleistung sind mit dieser Maßnahme zu erfüllen. Im Projekt FlexHKW werden weitere Anlagenkonzepte für die flexible Anwendung im Strom- und Regelleistungsmarkt simuliert. Wärmespeicher werden zur Bedienung des Spotmarktes nur eingeschränkt eingesetzt werden. Elektrische Regelleistung wird voraussichtlich der einzige Markt für die Flexibilität der Biomasse-Heizkraftwerke sein. Kurzfristige Regelungsmöglichkeiten, insbesondere zur Leistungsreduktion, sind möglich. Jedoch gibt es neben den Erlösen für die Wärmeproduktion und einer Marktprämie keinen Anreiz für einen variablen Betrieb von HKWs.

Bernhard Wern (IZES)

KomInteg: Nachhaltige Integration von Bioenergiesystemen im Kontext kommunaler Entscheidungsfindung

Bernhard Wern
IZES gGmbH
Altenkessler Straße 17 (Geb. A1)
IT Park Saarland
66115 Saarbrücken
wern@izes.de

Schlagwörter: Bioenergienutzung, kommunale Bioenergiepotenziale, Clusterung der Bioenergie

Aus kommunaler Sicht sollte die Untersuchung der Systemintegration von Bioenergien über die Betrachtung rein technischer Aspekte hinausgehen. Die spezifischen Wirkungen einer Integration von Biomassetechnologien in unterschiedlichen kommunalen Ausgangssituationen und regionalen Bilanzräumen müssen daher – im Kontext nationaler Zielsetzungen - detailliert beschrieben werden, um eine Hilfestellung zur Wahl geeigneter technischer und organisatorischer Ansätze bzw. zur Optimierung eines bereits implementierten Biomassesystems liefern zu können. Bisherige Ansätze der Implementierung müssen dabei um Fragestellungen hinsichtlich der kommunalen Planung, der Akzeptanz und der finanziellen Beteiligung an Projekten erweitert werden.

Der Link zwischen den Akteuren auf nationaler und kommunaler Ebene ist in diesem Zusammenhang unter Berücksichtigung der kommunalen Befindlichkeiten zu stärken indem kompatible Handlungsempfehlungen im Sinne einer konkreten Umsetzungsunterstützung erarbeitet werden.

1. Einführung

Das Projekt „Nachhaltige Integration von Bioenergiesystemen im Kontext einer kommunalen Entscheidungsfindung“ wird im Rahmen des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ durchgeführt und dauert drei Jahre. Das Projektkonsortium besteht aus der IZES gGmbH, dem Wuppertal Institut und dem Fraunhofer Umsicht. Das Projekt wird Ende des Jahres abgeschlossen.

Um die nationalen Zielsetzungen zum Klimaschutz für den Bereich der Bioenergie konsequent in die kommunale Planungspraxis zu überführen, sollen im Rahmen des Projektes die bestehenden Strukturen (für Management, Planung, Finanzierung, etc.) einer Kommune hinsichtlich der für die Umsetzung bzw. für das Scheitern von Bioenergieprojekten relevanten Gründe auf kommunaler Ebene analysiert und der Handlungsbedarf im Hinblick auf die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen auf Bundesebene aufgezeigt werden. Ziel ist es dabei, einerseits eine Hilfestellung für Kommunen zur Wahl geeigneter technischer Ansätze bzw. zur Optimierung eines bereits implementierten Biomassesystems zu liefern und andererseits die aus den nationalen Zielsetzungen resultierenden Notwendigkeiten hinsichtlich einer nachhaltigen Integration von Bioenergiesystemen in Form von Handlungsempfehlungen für die Bundesregierung (policy support) abzuleiten.

2. Herangehensweise und Methoden

Der Ausbau von Bioenergie ist vielmehr abhängig von einer Vielzahl von Faktoren, die untereinander zusammenhängen: Gesetzliche Bestimmungen, einzelbetriebliche Entscheidungen, Ressourcenverfügbarkeiten, gesellschaftliche Akzeptanz aber auch finanzielle Situation der Kommunen und deren Bürger sowie das Vorhandensein von Stadtwerken.

In diesem Projekt werden die Kommunen nicht anhand von Beispielskommunen analysiert, sondern durch die Bildung von kommunalen Bioenergieclustern. Diese basieren auf Bioenergiepotenzialen und wurden mit dem ag-

glomerativen hierarchischen Clusterverfahren (AHC) erarbeitet. Bei diesem Verfahren wird am Anfang für jedes einzelne Objekt ein separates Cluster gebildet. Anschließend werden die Abstände zwischen den Clustern berechnet und die beiden Objekte mit dem geringsten Abstand zueinander zusammengefasst. Dieser Schritt wird so lange wiederholt, bis der Abstand zwischen den Clustern eine vorgegebene Distanz überschreitet und es somit zum Abbruch kommt. Bevor das hierarchische Clusterverfahren angewendet werden kann, ist es bei größeren Datensätzen notwendig, aus dem ursprünglichen Datenbestand eine Stichprobe zu bilden und den Rechenaufwand zu reduzieren. Jedes Cluster wurde anschließend mit über 70 verschiedenen Indikatoren beschrieben. Die Auswahl der Indikatoren orientiert sich neben den Ressourcenverfügbarkeiten an funktional orientierten Stadt- und Gemeindetypen sowie den Strukturindikatoren Bevölkerungsentwicklung, Gesamtwanderungssaldo, Arbeitsplatzentwicklung, Arbeitslosen-quote, Realsteuerkraft und Kaufkraft, die sich anhand des Wachstums einer Kommune widerspiegeln. Zudem werden die Kaufkraft, die kommunalen Steuereinnahmen sowie die Gewerbesteuereinnahmen pro Einwohner (Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2011) gesondert betrachtet, um eine Aussage zur Wirtschaftskraft der Haushalte, der Kommune und der Unternehmen zu machen (Bertelsmann Stiftung, 2013).

Nach der Einteilung der Kommunen werden nun clusterspezifische Empfehlungen für den Einsatz von bestimmten Bioenergietechnologien für die relevanten Akteure ausgesprochen. Für die Bundesebene wird eine Empfehlung des weiteren Ausbaus der Bioenergie insbesondere hinsichtlich der Wärmenutzung erarbeitet.

3. Ergebnisse

Es konnten zehn Bioenergiecluster identifiziert werden. In Tabelle 1 sind die Cluster zusammengefasst anhand von bundesweiten Potenzialanteilen. So werden Gemeinden mit hohen landwirtschaftlichen Potenzialen unterschieden von solchen mit hohem Holzpotenzial. Oder hohem Abfallpotenzial. Im Anhang 1 befindet sich eine bundesdeutsche Karte aller Cluster.

Tabelle 1: Eckdaten zu den Clustern

	Anteil Komm.	Anteil Einwohner	Flächen-anteil	Gemeinde-verbandanteil	Anteil E-pfl.pot	Anteil E-Holz-pot.	Anteil Pot. landw. RS	Anteil Pot. sonst. RS
1	17,6 %	6,2 %	14,7 %	76, 9%	15,9 %	10,4 %	17,6 %	6,2 %
2	13,5 %	13,5 %	14,0 %	67,4 %	20,3 %	8,2 %	9,6 %	13,5 %
3	13,2 %	8,5 %	4,3 %	80,3 %	3,0 %	4,1 %	5,7 %	8,5 %
4	21,5 %	2,5 %	4,2 %	96,6 %	4,9 %	3,1 %	4,4 %	2,5 %
5	12,5 %	3,1 %	6,4 %	88,0 %	3,8 %	11,1 %	4,9 %	3,1 %
6	6,8 %	8,2 %	12,8 %	41,0 %	7,1 %	22,5 %	5,9 %	8,2 %
7	10,0 %	19,9 %	30,6 %	21,3 %	36,7 %	27,7 %	36,0 %	19,9 %
8	3,4 %	4,2 %	4,0 %	56,5 %	2,6 %	3,5 %	7,8 %	4,2 %
9	0,7 %	29,5 %	3,7 %	2,6 %	1,8 %	2,3 %	2,7 %	29,5 %
10	1,7 %	4,4 %	5,4 %	30,9 %	3,8 %	7,2 %	5,5 %	4,4 %

Da die Energieverbräuche aller Kommunen ebenfalls vorliegen, können die Potenziale mit Technologien verschnitten werden. Die Energieverbräuche sind jeweils aufgeteilt in die Jahre 2010, 2020 und 2030 und aus der Leistudie 2012 abgeleitet (DLR et al. 2012). Somit ist es möglich, die geeigneten Technologien für jedes Cluster zu ermitteln. V.a. im Wärmebereich ist dies als Grundlage einer Überlegung hinsichtlich von Wärmenetzen wichtig. Es kann mit Hilfe des Zahlenwerkes auch ermittelt werden, welche größere Bioenergieanlagen aus Potenzialsicht in Deutschland vorstellbar sind. Abbildung 1 zeigt als Basis hierfür beispielhaft die Bioenergiepotenziale und die Endenergieverbräuche in Cluster 1.

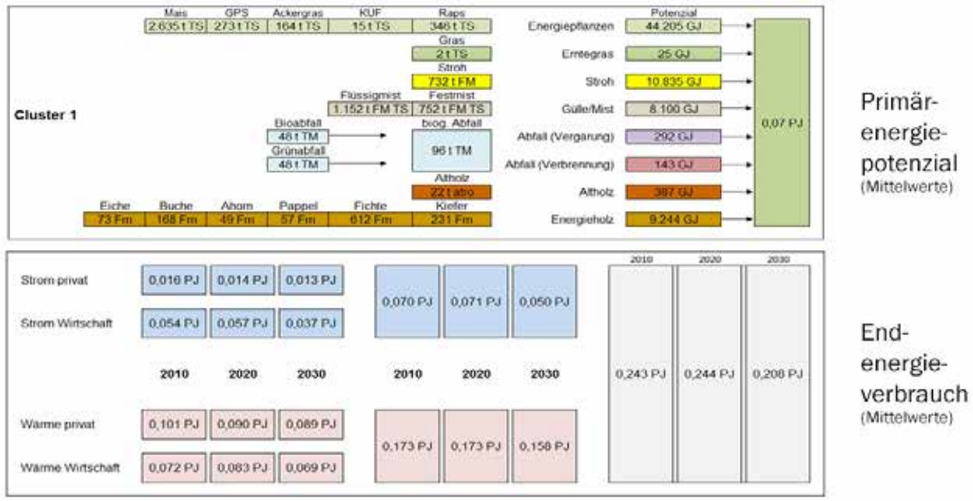


Abbildung 1: Clusterspezifische biogene Energiepotenziale und Energieverbräuche am Beispiel des Cluster 1

Die Einflussmöglichkeiten einer Kommune hinsichtlich der Umsetzung von Bioenergieprojekten sind sehr unterschiedlich. Z.B. im Hinblick auf die Versorgung eigener Liegenschaften sowie bei der Verwertung ‚eigener' Stoffströme (z.B. im Rahmen einer abfallrechtlichen Zuständigkeit) hat die Kommune im Kontext des einschlägigen Rechtsrahmens (z.B. Vergaberecht) uneingeschränkte Handlungsvollmacht. Dagegen sind die Einflussmöglichkeiten z.B. im Bereich der kommunalen Förderung durch finanzielle Anreize und durch Information der Akteure in Form von Öffentlichkeitsarbeit limitiert und hängen stark von der jeweiligen Teilnahmebereitschaft ab. Eingeschränkt werden die möglichen Einflüsse zudem durch diverse, teilweise bereits oben genannte externe Effekte (vgl. Abbildung 2). In jedem dieser Bereiche gilt es nun bis Ende des Jahres Handlungsempfehlungen zu erarbeiten und den verschiedenen Akteuren zur Verfügung zu stellen. Außerdem werden bis Ende des Jahres die Technologieempfehlungen für die Kommunen und die Handlungsempfehlungen des Projektes an die Bundesregierung entwickelt.

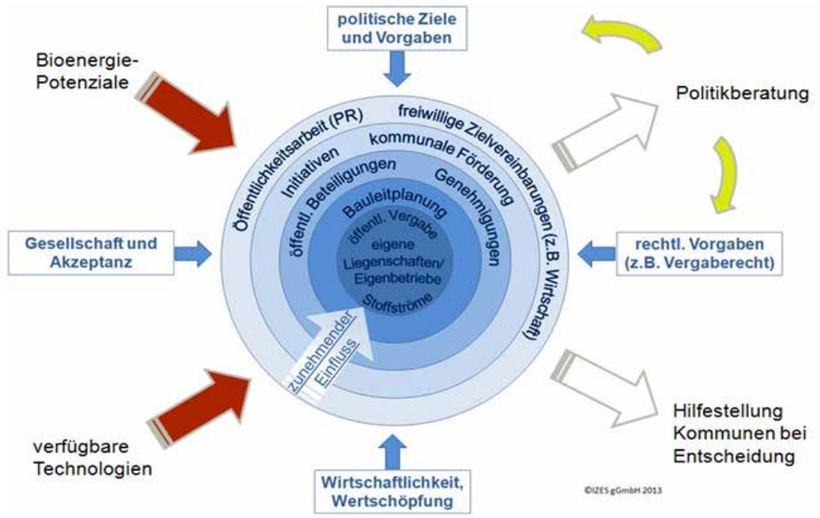


Abbildung 2: Beispielhafte Darstellung der Einflusssphären einer Kommune sowie der innerhalb des Projektes betrachteten Einflussfaktoren (eigene Darstellung)

4. Schlussfolgerung/ Ausblick

Das Projekt hat durch die erstellten Datenbanken und die Clusterung eine wertvolle Grundlage zur Analyse der Möglichkeiten von Bioenergie sowohl für konkrete Kommunen als auch für den kommunalen Abgleich von bundesweiten Szenarien und Modellen gegeben. Die Clusteranalyse ermöglicht ein besseres Verständnis über die Folgen von bundesweitem Handeln auf die Ressource Biomasse und die einzelnen Projekte der Bioenergienutzung vor Ort.

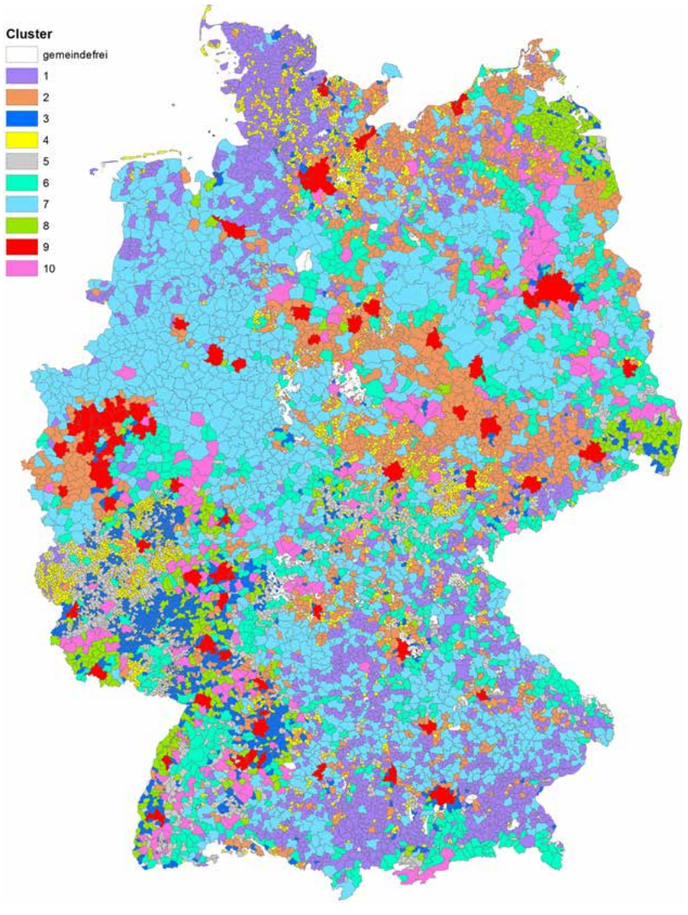
5. Literatur

Bertelsmann Stiftung. (2013). Kommunaler Finanzreport 2013. Einnahmen, Ausgaben und Verschuldung im Ländervergleich. Gütersloh.

Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. (n.d.). BKG-Homepage. (bearbeitet durch IZES gGmbH) http://www.geodatenzentrum.de/; Zugriff am 09.12.2013

DLR/IWES/IFNE. (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland, Szenario 2011 A. Stuttgart/Kassel/Teltow: BMU.

6. Anhang



Anhang 1: Räumliche Verteilung der Cluster (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie)

Wolfgang Wimmer (Biomassehof Achental)

Biomassehof ACHENTAL: Erfolgskriterien für die Region

Wolfgang Wimmer
Biomassehof Achental GmbH & Co. KG,
Eichelreuth 20, 83224 Grassau
w.wimmer@biomassehof-achental.de

Im Achental, südlich des Chiemsees in Oberbayern, wird die nachhaltige Nutzung der heimischen Ressourcen seit vielen Jahren gelebt. Mit der Gründung des „Ökomodell Achental e.V." im Jahr 1999 haben sich die neun Achental-Gemeinden (Bergen, Grabenstätt, Grassau, Marquartstein, Reit im Winkl, Schleching, Staudach-Egerndach, Übersee und Unterwössen) für eine gemeinsame Gestaltung der Zukunft entschieden. Die Gemeinden treiben darin den Naturschutz voran, unterstützen die regionale Landwirtschaft, stärken den sanften Tourismus und bereiten den Weg für Erneuerbare Energien. Insbesondere durch den Aufbau einer Energieversorgung aus lokalen und erneuerbaren Quellen ist das Achental zu einer internationalen Modellregion für klimaschonende Energie geworden. In allen neun Ökomodell-Gemeinden wurden und werden zahlreiche Maßnahmen und Projekte dazu umgesetzt. Exemplarisch dafür werden hier der Biomassehof Achental, das Heizwerk Grassau und der Heatpipe-Reformer vorgestellt. Zusammen bilden diese drei Anlagen in Grassau das Zentrum für Erneuerbare Energien im Achental und damit die Grundlage für die Schaffung effizienter regionaler Holzkreisläufe. Diese beinhalten von der Mobilisierung der Rohstoffe, deren Aufbereitung zu Brennstoffen und deren anschließender Verwertung alle Schritte, die für die Erzeugung von Energie aus fester Biomasse vor Ort nötig sind. Deren Optimierung in wirtschaftlicher und ökologischer Hinsicht ist eine laufende Aufgabe im Achental und hat bisher gute Ergebnisse gezeigt.

1. Einführung

Das Achental ist eine geographisch gut umschriebene Gegend: im Westen und Osten begrenzen die nördlichen Ausläufer der Alpen, im Norden der Chiemsee und im Süden die Grenze nach Tirol die Region. Die neun Gemeinden darin haben bereits früh erkannt, dass gemeinsam mehr erreicht werden kann und sich deshalb im Jahr 1999 im Ökomodell Achental e.V. für eine nachhaltige Regionalentwicklung zusammen geschlossen. Eine der Kernaufgaben des Ökomodells ist die Stärkung der Erzeugung erneuerbarer Energien (EE) aus heimischen Ressourcen. Auf Grund der räumlichen Gegebenheiten ruht der Schwerpunkt hier naturgemäß auf der energetischen Nutzung von Holz. Jedoch sind auch andere Energieträger bedeutend, um die gemeinsame Vision einer Energie-Selbstständigkeit (für Wärme und Strom) des Achentals bis möglichst 2020 zu erreichen. Die Potenziale der EE sind in dem folgenden Tortendiagramm zusammengefasst. Der große Anteil der Bioenergie (hauptsächlich Holz und Biogas) tritt deutlich hervor. Mehr als ein Viertel der Anstrengungen muss allerdings auch den Einsparungen gelten, die für eine vollständige Energieautarkie unabdingbar sind.

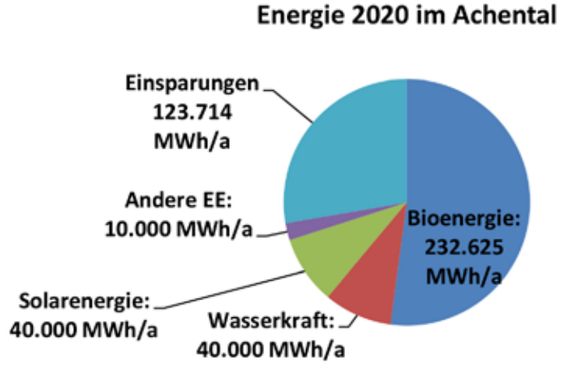


Abbildung 1: Aufteilung der Energiequellen für das Leitbild der Autarkie bis 2020

Eine EU-Studie im Jahr 2005 („RES-Integration“ im FP6) ergab eine erste Potenzial- und Bedarfsabschätzung. Seither wurden diese regelmäßig (ca. alle zwei Jahre) neu erhoben, um damit den Stand der Energieerzeugung und die bisher erreichten Erfolge besser abschätzen zu können. Den aktuellen Stand der Erzeugung kann man an der folgenden Grafik ablesen: Strom wird bereits zu 31 % und Wärme zu 25% erneuerbar erzeugt, fast ausschließlich aus regionalen Quellen.

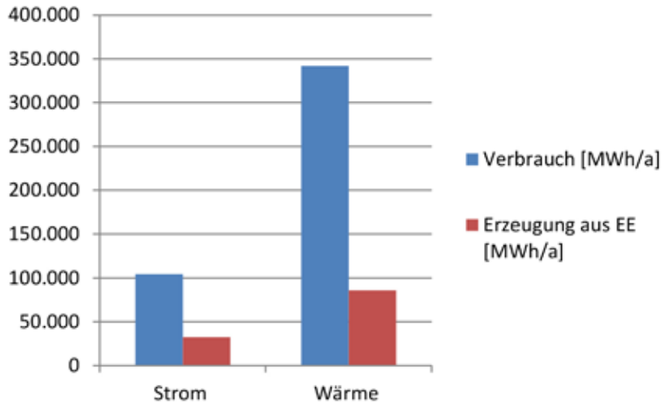


Abbildung 2: Aktueller Stand der Erzeugung von erneuerbarer Energie im Achental

2. Herangehensweise und Methoden

Diese Erfolge, die über dem nationalen Durchschnitt liegen, beruhen auf der langjährigen intensiven Arbeit des Ökomodells. Denn die RES-Integration Studie hat ebenfalls ergeben, dass für die Umsetzung der lokalen Energiewende ein zentraler Motor und Ansprechpartner sehr wichtig ist und deshalb aufgebaut werden muss. Dies geschah im Jahr 2006 mit dem Biomassehof Achental, der als öffentlich-private Partnerschaft zwischen Achental-Gemeinden und lokalen grünen Investoren geschaffen wurde. Die folgende Abbildung zeigt den Biomassehof in Grassau mit seinen vier Trocknungsboxen für Holzhackschnitzel (im Vordergrund) und den zwei Hallen für die Pelletslagerung (im Hintergrund). Neben dem Handel und der Logistik von Holzbrennstoffen bietet der Biomassehof auch Beratungsdienste (z.B. eine kostenlose Energieberatung oder Unterstützung bei der Fernwärmeplanung) an.

Abbildung 3: Der Biomassehof Achental in Grassau. Im Vordergrund sind die Lager- und Trocknungsboxen für Holzhackschnitzel zu sehen, im Hintergrund die Hallen zur Pelletslagerung.

Seit 2009 ist das Achental mit dem Biomassehof als Träger auch eine der „Bioenergie-Regionen“ des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV). Im Jahr 2012 wurde diese Förderung um weitere drei Jahre bis 2015 verlängert. Kernaufgabe darin ist die Stärkung der „weichen“ Faktoren der Bioenergie, wie Netzwerkaufbau, Wissenstransfer oder Beratungsleistungen.

Nachdem durch die Gründung des Biomassehofs die Versorgung mit qualitativ hochwertigen Brennstoffen in der Region stets gegeben war, beschloss die Gemeinde Grassau, ein Heizwerk mit Fernwärme zu errichten (siehe folgende Abbildung). Die umweltfreundliche Wärmeversorgung aus Waldrestholz ist seit Mai 2010 in Betrieb und hat mittlerweile über 550 Anschlussnehmer (private Wohnhäuser, kommunale Liegenschaften und Gewerbebetriebe). Mit einer Biomasse-Kesselleistung von 3 MW werden jährlich über 14.000 MWh Wärme erzeugt.

Abbildung 4: Das Heizwerk Grassau (KU) mit Fernwärme, nebem dem Gelände des Biomassehofs

Die günstige Konstellation aus Versorger (Biomassehof) und Wärmesenke (Heizwerk) veranlasste im Jahr 2011 die Firma agnion aus Pfaffenhofen, mit dem Bau des ersten „Heatpipe-Reformers“ im Praxismaßstab in Grassau zu beginnen. Nach einer mehrjährigen erfolgreichen Erprobung der Holzvergasertechnik mit Pellets am Firmenstandort war die Technik reif für die weltweit erste Demonstrationsanlage dieser Art. Im März 2012 ging der HPR in Grassau zunächst mit Pellets in Betrieb. Nach der Anlaufphase wurde im Juli 2012 auf Versorgung mit Hackschnitzeln umgestellt. Der Reformer hat eine Feuerleistung von 1,3 MW und erzeugt daraus 400 kW elektrische und 630 kW thermische Leistung; er weist also insgesamt einen Wirkungsgrad von 79 % auf. Der Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist, während die Wärme (auf 90° C-Niveau) ganzjährig vom Heizwerk Grassau abgenommen wird. Die bisherigen Betriebserfahrungen reichen noch nicht aus, um eine vollständige Bewertung der Anlagentauglichkeit zu erhalten. Ein Schema der Technik und ein Foto der Anlage sind in den folgenden beiden Abbildungen ersichtlich.

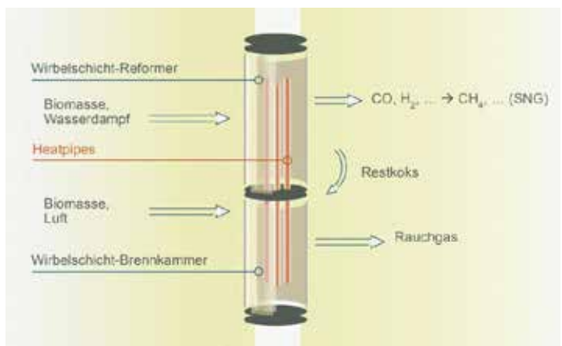


Abbildung 5: Funktionsschema des Heatpipe-Reformers zur Holzvergasung

Abbildung 6: Der Heatpipe-Reformer von agnion zur Vergasung von Holzhackschnitzeln

3. Ergebnisse

Die Integration der drei Anlagen auf dem Gelände in Grassau erfordert eine genau abgestimmte Logistik und Aufbereitung der verschiedenen Brennstoffe. Die optimalen Wege dafür untersucht der Biomassehof Achental im Rahmen eines Forschungsprojekts. Diese „Optimierung regionaler Kreisläufe“ wurde vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördert. Entscheidende Aufgaben darin waren die Analyse der bestehenden Bringungsketten im Hinblick auf wirtschaftliche und ökologische Effizienz sowie die Erprobung der Eignung verschiedener Brennstoffe für alle Anlagen. Ein Schema der Stoffkreisläufe zwischen den drei Anlagen am Standort Grassau ist in der folgenden Abbildung zu sehen.

Der Biomassehof bereitet Rohstoffe verschiedener Qualitäten (u.a. Waldrestholz, Sägerestholz, Landschaftspflegematerial) zu Holzhackschnitzeln in ebenfalls diversen Qualitätsstufen auf. Die beste Qualität (kleine Stückigkeit, trocken, kaum Rinde/Nadelanteil) wird an die Betreiber kleinerer Hackschnitzel-Kessel verkauft. Die Ware mit minderwertiger Qualität (grobe Stückigkeit, bis zu 60 % Wassergehalt, hoher Rinde/Nadelanteil) geht in das Heizwerk Grassau, da dieses keine besonderen Qualitätsansprüche an die Brennstoffe stellt. Die Ware mittlerer Qualität schließlich geht an den Heatpipe-Reformer zur Erzeugung von Wärme und Strom. Die Abwärme des Vergasers wird vollständig in das Heizwerk eingespeist und von dort an die Abnehmer der Fernwärme verteilt.

Die Abwärme aus der Rauchgaskondensation des Heizwerks wird in zwei Stufen verwertet: die erste (ca. 60° C) wird zur Anhebung des Fernwärme-Rücklaufs verwendet, während die zweite (ca. 45° C) dafür nicht mehr ausreicht und daher zur Trocknung der Hackschnitzel am Biomassehof verwertet wird. Um die Kreisläufe vollständig zu schließen wäre jedoch auch eine Rückführung der Asche zum Ursprung des Holzes, also in den Wald, nötig. Die derzeit geltende Rechtslage dafür ist komplex, so dass dies – auch aus guten Gründen – nicht ohne weiteres möglich ist. Der Biomassehof arbeitet zusammen mit der TU München an einem Konzept zur Aufbereitung der Rostasche, um eine Rückführung der nicht verbrannten Nährstoffe in der Asche zu ermöglichen.

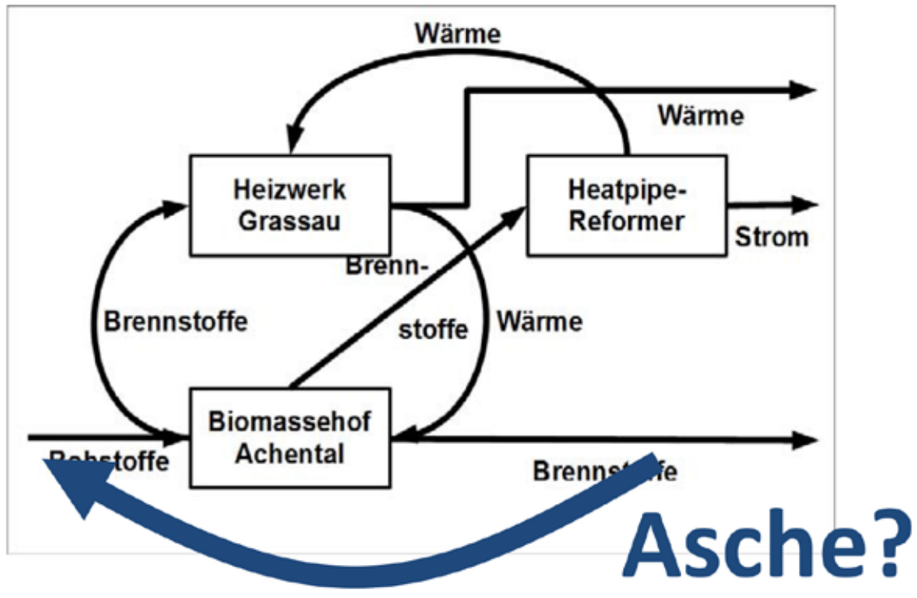


Abbildung 7: Schema der Kreisläufe zwischen Biomassehof, Heizwerk und Heatpipe-Reformer am Standort Grassau

4. Methodik und Ergebnisse der Optimierung

Um eine Optimierung der Aufbereitung zu erlangen, wurden folgende Untersuchungsschritte durchgeführt:

- Wirtschaftliche und ökologische Analyse der Bringungsketten
- Trocknungsversuche mit Hallen und Containern
- Lagerungsversuche für Hackschnitzel in Mieten
- Verbrennungs- und Vergasungsversuche (Hackschnitzel, Mischpellets)

Daraus konnten bisher folgende Ergebnisse und Handlungsempfehlungen abgeleitet werden:

- Die Lagerung und Trocknung der Roh- und Brennstoffe sind wirtschaftlich entscheidend.
- Die verwendete Trocknungstechnik (Hallen, Container) erfordert stets eine genaue Anpassung an die örtlichen Gegebenheiten.
- Die einfache Hallentrocknung funktioniert zuverlässig mit wenig Aufwand, insbesondere auch bei niedrigen Warmluft-Temperaturen von nur ca. 45° C.
- Die Qualitätssicherung erfordert konsequenten Einsatz (Maschinen & Personal).
- Die wirtschaftlichen Margen sind gering, insbesondere im Hackschnitzelsegment. Daher ist eine konsequente Fehlervermeidung nötig.
- Eine ausreichendes regionales Holzangebot (Radius < 30 km) ist wichtig, um die Versorgung gewährleisten zu können.
- Ein geringer Aktionsradius (ca. 50 km) kann sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch vorteilhaft sein.
- Eine räumliche Nähe verschiedener Anlagen (Versorger + Abnehmer) ist sehr vorteilhaft.

Einer der Trocknungskamine am Biomassehof, durch die Warmluft aus der Heizwerk-Rauchgaskondensation geblasen wird, ist in der folgenden Abbildung zu sehen.

Abbildung 8: Einer der Warmluftkamine zur Trocknung der Holzhackschnitzel am Biomassehof Achental

5. Schlussfolgerung/Ausblick

Effiziente regionale Kreisläufe mit Holzbrennstoffen sind also möglich, wie das Beispiel im Achental zeigt. Deren Aufbau und Pflege erfordert jedoch einen konstanten Einsatz, und auch die Entwicklung neuer Ideen (z.B. Rostasche-Verwertung, Teilnahme am Regelenergiemarkt oder Stromdirektvermarktung). Die räumliche Nähe der verschiedenen Anlagen ist für die Wirtschaftlichkeit der Aufbereitung ein großer Pluspunkt. Die öffentliche Trägerschaft (am Biomassehof teilweise, beim Heizwerk mit Fernwärme vollständig) ist für die Akzeptanz der Maßnahmen in der Öffentlichkeit eine entscheidende Stütze.

Der Achentaler Ansatz ist prinzipiell gut übertragbar auf Regionen mit einem ähnlich hohen Holzangebot (ca. 50 % der Fläche) und einem starken Promotor der Aktivitäten (hier das Ökomodell und der Biomassehof Achental). Weil die feste Biomasse nur einer von mehreren erneuerbaren Energieträgern ist, arbeitet das Achental auch an der Integration der übrigen Energieformen (Wasserkraft, Biogas, Sonne, Erdwärme, Wind) in das Wärme- und Stromsystem.

Kristian Möller (Thüringer Bioenergieregion Regionale Aktionsgruppe Saale-Holzland e.V.)

EXKURS BIOENERGIEREGIONEN: Bioenergetische Nutzung des Landschaftspflegematerials in der Thüringer Bioenergieregion

Kristian Möller
Thüringer Bioenergieregion
Regionale Aktionsgruppe Saale-Holzland e.V.
Nickelsdorf 1, 07613 Crossen
k.moeller@bioenergie-regionen.de

In der Thüringer Bioenergieregion existieren derzeit drei größere Holzheizkraftwerke, die auf Basis von Holzhackschnitzeln aus Waldrestholz betrieben werden. Die hohen installierten Leistungen dieser Anlagen haben enorme Importmengen an Holz zur Folge. Dennoch werden bislang gut nutzbare Ersatzrohstoffe, wie beispielsweise der Baum- und Strauchschnitt aus regionalen privaten Gärten und der Landschaftspflege vernichtet, indem sie entweder in den jährlich gestatteten Verbrennungszeiträumen verbrannt oder einfach an Ort und Stelle des Materialanfalls gemulcht werden.

Das Anliegen der Thüringer Bioenergieregion ist es deshalb mit einem geeigneten Logistikkonzept das Landschaftspflegematerial zu mobilisieren, um den Import der Hölzer zu begrenzen. Jedoch ist die Nutzung dieses Substrates sehr komplex und von mehreren Parametern abhängig. Neben der Definition in Frage kommender Kontingente erfordert es auch umfangreiche Recherchearbeit über regionale Materialquellen und mengen, sowie die Eruierung von Möglichkeiten der Mobilisierung und Aufbereitung für eine energetische Konversion. Vor dem Hintergrund, dass häufig das Landschaftspflegematerial mit hohen Mengen an Halmgütern (z.B. Rasenschnitt) durchsetzt ist, muss zeitgleich über eine sinnvolle Verwertung dieser Substrate nachgedacht werden. Eine energetische Nutzung dieser Stoffe in Biogasanlagen mit der üblichen Nassfermentrationstechnik ist derzeit nicht ohne hohen Aufbereitungsaufwand möglich. Jedoch besteht über die Trockenfermentation die Möglichkeit stapelbare Materialien (wie z.B. Grünschnitt und Bioabfälle aus der Biotonne) mit geringer Aufbereitung erst energetisch und dann stofflich, z.B. als Erde oder Dünger, zu nutzen. Bisher existiert in der Bioenergieregion eine dieser Anlagen. 2015 soll eine weitere hinzukommen.

Aufgrund der gegebenen Aufbereitungs- und Verwertungsstrukturen fokussiert die Thüringer Bioenergieregion die Mobilisierung und energetische Konvertierung von Landschaftspflegematerial über dezentrale Sammelstellen und wenigen zentralen Aufbereitungsplätzen. Im Jahr 2013 wurde ein Pilotprojekt mit vier Sammelstellen im Saale-Holzland-Kreis initiiert, um das angedachte Logistiksystem zu erproben und Erfahrungen bei der Annahme sowie Verwertung des anfallenden Substrats zu sammeln.

Der Saale-Holzland-Kreis wurde vorrangig für das Pilotprojekt ausgewählt, da in diesem Gebiet keinerlei Möglichkeit für die Bürger bestand ihren privaten Baum- und Strauchschnitt zu entsorgen. In der Stadt Jena und im Landkreis Saalfeld-Rudolstadt konnte von den kommunalen öffentlich-rechtlichen Entsorgern zumindest eine Annahme und stoffliche Verwertung des Materials gewährleistet werden. Deswegen sind hier die erklärten Ziele, die Sammelstellen weiter auszubauen, um mehr Materialquellen zu erschließen und in eine energetische Nutzung zu bringen. Insgesamt kamen bei dem Pilotprojekt 2013 an sechs Wochenenden im Frühjahr und drei Wochenenden im Herbst rund 90 Tonnen Material zusammen, wovon etwa 26 Tonnen verwertbares Holz waren. Diese Mengen sind allerdings nur ein Bruchteil des theoretischen Potentials von rund 28.000 Tonnen an holzigen Landschaftspflegematerialien im Saale-Holzland-Kreis. Deshalb wurde das Projekt nun an den zuständigen Abfallwirtschaftsbetrieb im SHK übergeben, der die Annahmeplätze auf den gesamten Landkreis ausweitet, um mehr Materialquellen zu erschließen. Hier werden im Frühjahr und Herbst 2014 an je drei Wochenenden insgesamt zehn Sammelstellen (Eisenberg, Stadtroda, Hermsdorf, Bad Klosterlausnitz, Camburg, Schkölen, Hartmannsdorf, St. Gangloff, Schöngleina und Kahla) ihre Tore für eine kontrollierte Annahme öffnen. Zeitgleich konnte die Bioenergieregion den Kommunalservice Jena dazu gewinnen, an zwei Sammelplätzen im Stadtgebiet eine parallele Sammlung zu organisieren und

eine Materialaufbereitung für die energetische Verwertung sicherzustellen. Insgesamt konnten im Frühjahr 2014 an den Anlieferungsstationen rund 200 Tonnen Material gesammelt werden, wovon ca. 50 % nutzbare Holzanteile waren.

Abbildung 1: Baum- und Strauchschnittsammlung in Bad Klosterlausnitz (Saale-Holzland-Kreis)

Ab 2015 soll eine Ausweitung der Annahmekontingente zugunsten von Rasen- und Grünschnitt erfolgen. Dieser Schritt ist nicht nur zwingend notwendig, um den Anteil des Grünschnittes im Baum- und Strauchschnitt zu senken, sondern auch der verpflichtend getrennten Erfassung von biogenen Abfällen vom Restmüll (Kreislaufwirtschaftsgesetz) zumindest zum Teil gerecht zu werden. Eine gesonderte Annahme dieser Stoffe zählt laut rechtlichen Vorgaben erst als gewährleistet, wenn sich weniger als ein Drittel biogene Abfälle in der Restmülltonne befinden und mindestens 100 kg pro Einwohner und Jahr erfasst werden. Im städtischen Gebiet, wie Jena, ist diese Getrennterfassung durch die Einführung der Biotonne sowie den Sammelplätzen für Baum- und Strauchschnitt bereits gegeben. Für das übrige und überwiegend ländlich geprägte Gebiet der Bioenergieregion müssen Entsorgungssysteme etabliert werden, die die Kosten überschaubar halten.

Das Ziel der Thüringer Bioenergieregion ist es deshalb, über Kooperationen mit regionalen Unternehmen und öffentlichen Institutionen, ein angepasstes Logistikkonzept zu verwirklichen, welches die Kosten für die öffentlich-rechtlichen Entsorger in einem akzeptablen Rahmen lässt und gleichzeitig eine umweltschonende und effiziente Verwertung der Substrate zulässt.

Ergebnisse:

- Potentialermittlung des regionalen Landschaftspflegematerials für den Saale-Holzland-Kreis & Landkreis Saalfeld-Rudolstadt
- Pilotprojekt 2013
  Annahmeplätze für Baum- und Strauchschnitt im Saale-Holzland-Kreis
- Informationsveranstaltung für die regionalen Akteure zum „Rohstoff Bioabfall – Wertschöpfung statt Beseitigung“ in Kahla
- Etablierungsphase 2014
  Übergabe an den Abfallwirtschaftsbetrieb (AWB) des Landkreises Saale-Holzland - Finanzierung von Logistik und Platzbetrieb an 10 Standorten
- Projekterweiterung auf Stadt Jena durch Betrieb von 2 Plätzen durch die Kommunal-Service Jena (KSJ)
- Übergabe und Ausweitung der Baum- und Strauchschnittsammelstellen an die öffentlich-rechtlichen Träger Abfallwirtschaftsbetrieb Saale-Holzland-Kreis und Kommunalservice Jena

Verstetigung des Projektes:

- 2015 qualitative Entwicklung hochfrequentierter Sammelstellen zu Wertstoffhöfen
- Initiierung einer effektiven Getrenntsammlung von biogenen Material im ländlich geprägten Saale-Holzland-Kreis und Landkreis Saalfeld-Rudolstadt durch Kombination aus Wertstoffhöfen und Biotonne
- Einbindung weiterer Akteure (Landschaftspflegefirmen, Kreisstraßenmeistereien, etc.)

Dr-Ing. Marco Klemm, Michael Kröger, Andreas Clemens (DBFZ)

Biobasierte hydrothermale Prozesse zur Produktion innovativer Bioenergieträger

Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
DBFZ

Biobasierte hydrothermale Prozesse zur Produktion innovativer Bioenergieträger

Dr.-Ing. Marco Klemm, Michael Kröger, Andreas Clemens

Hintergrund

Bereits seit Gründung des DBFZ wird das hohe technische Potenzial bislang ungenutzter biogener Rest- und Abfallstoffe als innovative Energieträger erforscht. Die hydrothermale Carbonisierung (HTC) ermöglicht die Umwandlung von feuchten Biomassen in einen hochwertigen Brennstoff, die HTC-Kohle. Die HTC zeichnet sich durch eine hohe Energieeffizienz aus. Zu einer der ersten Demonstrationsanlagen dieser Prozesse gehört die HTC-Anlage der Stadtwerke Halle in Halle/Lochau, die im Projekt „Integrierte Verwertungsanlage und Strategien für kommunale Biomasse“ vom DBFZ mit betreut wird. Das dort entwickelte Konzept wird auf eine Vielzahl kommunaler und nicht kommunaler Entsorgungsbetriebe übertragbar sein.

Methoden

- Hydrothermales Screening von Einsatz stoffen mit Quarzkapillaren
- Versuche im Technikumsmaßstab mit Rührkessel, Autoklav und Rohrreaktor
- Untersuchung der Edukte und Produkte im Analytiklabor
- Untersuchung der Produktanwendung (z. B. in Verbrennung und Vergasung)
- Bilanzierung von Stoff- und Energieströmen, inkl. Ableitung viel versprechender Gesamt-konzepte

Abb. 1: Prozessablauf der HTC

Abb. 2: Änderung der Zusammensetzung biogener Reststoffe bei der HTC

Ausgewählte Ergebnisse

- Kenntnis der Umwandlungswege für Biomassemodellsub-stanzen
- Übertragung der hydrothermalen Carbonisierung kommunaler Bioabfälle vom Labor auf eine Demonstrationsanlage
- HTC-Kohle leicht mechanisch entwässerbar
- Marktfähiger Brennstoff als Alternative zu fossiler Braunkohle

Erfahren Sie mehr zum:
HTP-Fachforum
Biobasierte hydrothermale Prozesse – Technologien zur stofflichen und energetischen Nutzung
11./12. November 2014 in Leipzig
>> Die Tagung beinhaltet eine **exklusive Besichtigung der** << **Demonstrationsanlage** Halle/Lochau.
www.dbfz.de/htp

Abb. 3: Konzept Demonstrationsanlage Halle/Lochau

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Torgauer Str. 116, D-04347 Leipzig - www.dbfz.de
Dr.-Ing. Marco Klemm, Bioraffinerien
marco.klemm@dbfz.de Telefon: +49(0)341-2434-537

Gefördert durch:
Bundesministerium für Bildung und Forschung
Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
PtJ Projektträger Jülich Forschungszentrum Jülich

DBFZ-Jahrestagung vom 1.-2. Oktober 2014 *im Mediencampus Villa Ida in Leipzig*

Stefan Conrad, Jan Westermeyer, Tim Schulzke (Fraunhofer UMSICHT)

Stoff- und Energieverteilung zwischen den Produkten der Stroh-Pyrolyse

Fraunhofer
UMSICHT

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR UMWELT-, SICHERHEITS- UND ENERGIETECHNIK UMSICHT

STOFF- UND ENERGIEVERTEILUNG ZWISCHEN DEN PRODUKTEN DER STROH-PYROLYSE

Stefan Conrad, Jan Westermeyer, Tim Schulzke*
Fraunhofer UMSICHT, Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen, www.umsicht.fraunhofer.de, Telefon* 0208 8598-1155, E-Mail* tim.schulzke@umsicht.fraunhofer.de

BIOMASSEPOTENZIAL

Knapp 40 Prozent der gesamten Landfläche der Erde werden als Agrarfläche genutzt. Neben der Nutzung als Weideland stehen ca. 1,45 Mrd. ha Ackerflächen zur Verfügung, welche zur Erzeugung von Nahrungs- und Futtermitteln aber auch als Rohstoffquelle für eine stoffliche oder energetische Nutzung bewirtschaftet werden[1]. Durch die Nutzung der Rückstände aus der Landwirtschaft (Stroh, Bagasse, Reisspelzen) wird eine ganzheitliche Nutzung der Biomasse angestrebt – technisches Potenzial weltweit 17,2 EJ/a und in Europa 1,6 EJ/a[2]. In Abgrenzung zu den meisten anderen erneuerbaren Energien hat Biomasse ein Potenzial zur stofflichen Nutzung, welches u.a. durch thermochemische Verfahren wie die Pyrolyse verfügbar gemacht werden kann.

UNTERSUCHUNG

Durch die Pyrolyse werden langkettige Lignocellulose-stämmige Biomassestrukturen in kurzkettigere Substanzgruppen zerlegt, welche in den Produkten wiederzufinden sind. Untersucht wurde die Massenverteilung, die Verteilung der elementaren Zusammensetzung und der Energie bei der Strohpyrolyse zwischen den einzelnen Produktströmen. Hierzu wurden 47 kg brikettiertes Stroh mittels ablativer Flash-Pyrolyse (10 kg/h Laboranlage) bei 480 °C und 60 bar Anpressdruck in ein zweiphasiges Pyrolysekondensat, einen festen Pyrolysekoks und in nicht kondensierbare Permanentgase umgesetzt (vgl. Abb. 1).

Abb. 1: Produkte der Strohpyrolyse

Abb. 2: Stoff- und Energiebilanz der Strohpyrolyse

ERGEBNIS

- 43 % Pyrolysekondensat, 41 % Pyrolysekoks, 10 % Permanentgas
- Kohlenstoffanreicherung im Pyrolysekoks
- Wasserstoff- und Sauerstoffanreicherung im Pyrolysekondensat
- mineralische Bestandteile (Asche) finden sich im Koks wieder
- größter Energieinhalt im Pyrolysekoks
- zweiphasiges Pyrolysekondensat
- Phenolfracht und heizwertreiche Bestandteile sind in der teerartigen Kondensatphase

Masse	47103 g
C	20961 g
H	2920 g
N	236 g
O	20678 g
S	38 g
Cl	198 g
Asche	2054 g
Energie	777 MJ

Tab. 1: Analyse Stroh

	wässrig	Teer
Masse	72,5 %	27,5 %
Wasser	60,9 %	18,9 %
Heizwert	8,0 MJ/kg	22,5 MJ/kg
Säuren	6,5 %	5,1 %
Alkohole	1,2 %	0,0 %
Aldehyde	0,0 %	1,4 %
Ketone	5,3 %	6,0 %
Phenole	1,2 %	11,8 %

Tab. 2: Analyse Pyrolysekondensat

AUSBLICK

Im Rahmen des Fraunhofer Innovationsclusters »bioenergy« werden Produktaufbereitungsverfahren erforscht wie bspw. die fraktionierte Pyrolysedampfkondensation, um einzelne Substanzgruppen einer höheren Wertschöpfung als der Verbrennung zuzuführen.

[1] Raschka, A.; Carus, M. (2012): »Stoffliche Nutzung von Biomasse Basisdaten für Deutschland, Europa und die Welt«, Hürth
[2] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (2009): »Energie aus Biomasse Grundlagen, Techniken und Verfahren«, Berlin

bioenergy
GEFÖRDERT DURCH:
EUROPÄISCHE UNION
Europäischer Fonds für regionale Entwicklung
EFRE
FÖRDERHINWEIS
Der Fraunhofer Innovationscluster »bioenergy« wird vom Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen (MIWF) aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und mit Mitteln der Fraunhofer-Gesellschaft gefördert.
Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen

In Deutschland fallen jährlich etwa 30 Mio. t Getreidestroh an [1]. Unter Berücksichtigung, dass ein Teil des Strohs für eine ausgeglichene Humusbilanz der Böden auf dem Acker verbleiben muss, stehen 8 bis 13 Mio. t/a Überschussstroh zur stofflichen und/oder energetischen Nutzung zur Verfügung. Biomasse verfügt gegenüber den meisten anderen regenerativen Energiequellen (wie bspw. Photovoltaik oder Windkraft) über ein stoffliches Nutzungspotential. Um dieses stoffliche Potenzial nutzen zu können, sind technische Verfahren notwendig, die komplexe Biomassestrukturen in kurzkettigere Substanzen zerlegen. Ein solches thermochemisches Verfahren stellt die Pyrolyse dar.

Bei der bei Fraunhofer UMSICHT in Oberhausen betriebenen ablativen Flash-Pyrolyse werden stückige Biomasse (als Massivholzstäbe oder als Briketts) in inerter Atmosphäre gegen eine heiße, rotierende Oberfläche gepresst. Als Reaktionsprodukte entstehen Pyrolysekoks und Pyrolysedampf, welcher sich wiederum in einen kondensierbaren und nicht kondensierbaren Anteil aufteilt. Die Massenverteilung zwischen den Produkten sowie deren Zusammensetzung variieren in Abhängigkeit der eingesetzten Biomasse sowie den Prozessbedingungen.
Diese Untersuchung zielt auf die Elementar- und Energieverteilung zwischen den Produkten (Koks, Kondensat und Gas) der ablativen Flash-Pyrolyse von Stroh. Ferner wird das Pyrolysekondensat (als Hauptprodukt) im Bezug auf die chemische Zusammensetzung charakterisiert.

Aus den Ergebnissen geht u.a. hervor, dass die im Stroh enthaltenen Alkalien fast ausschließlich im Pyrolysekoks wiederzufinden sind. Bei den gewählten Prozessbedingungen konnte eine Kondensatausbeute von etwa 43 % erreicht werden. Charakteristisch für die Strohpyrolysekondensate aus der ablativen Flash-Pyrolyse sind zweiphasige Systeme - eine heizwertreiche, organische Phase und eine wässrige Phase.

Ziel weiterer Untersuchungen wird es sein, durch Variation der Prozessparameter die Kondensatausbeute zu erhöhen. Um die Wirtschaftlichkeit der Aufbereitung und Separation einzelner Substanzen zu erhöhen, sollen die Dämpfe gestuft kondensiert werden, sodass Substanzgruppen in der jeweilig erzeugten Fraktion angereichert werden.

LITERATUR

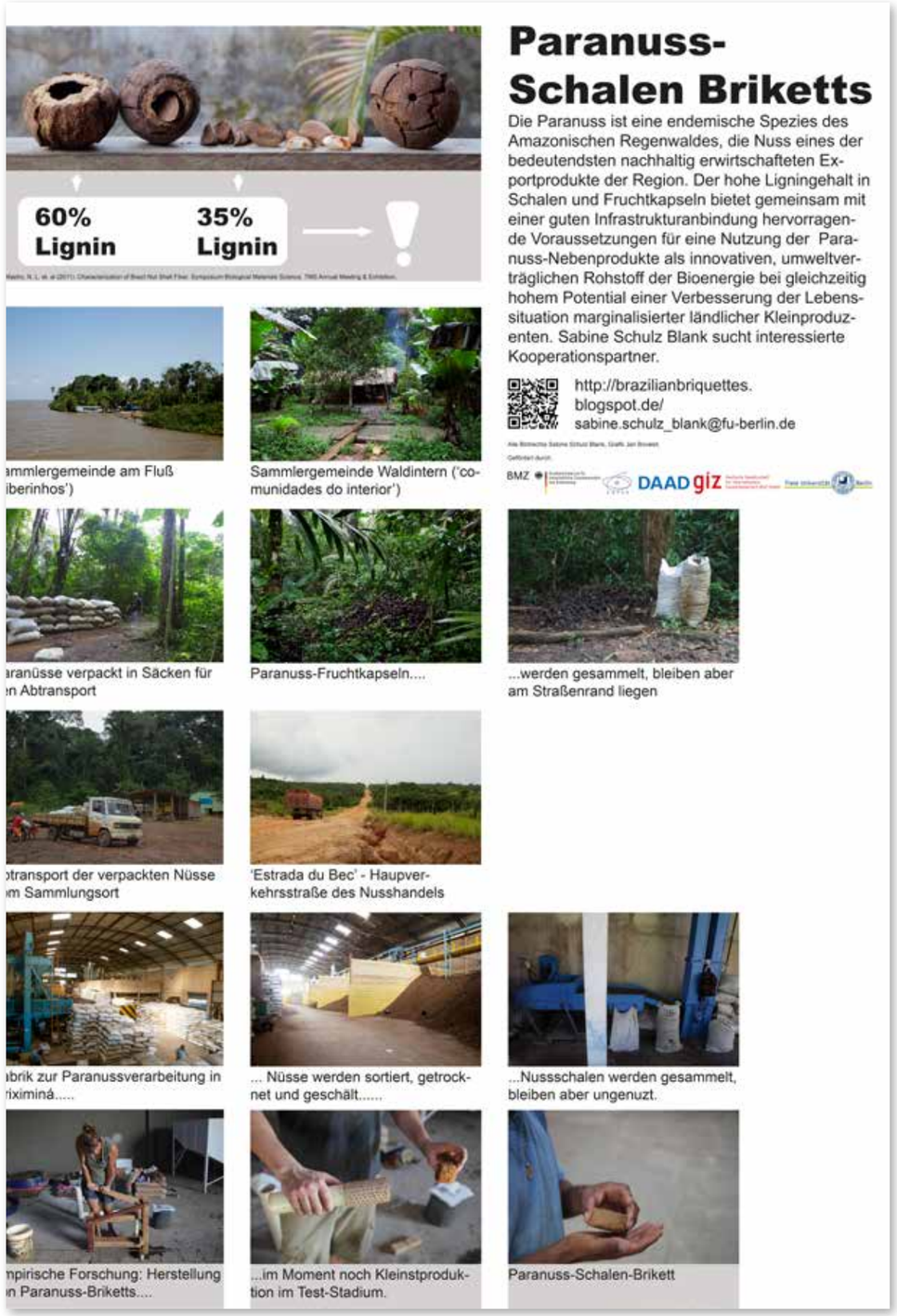
[1] Zeller, V. et al. (2012): »Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung«, DBZF Report Nr. 13

Schlagworte: Pyrolyse, Flash-Pyrolyse, Ablativ, Stroh

Kontakt:
*Stefan Conrad, Jan Westermeyer, Tim Schulzke**
Fraunhofer UMSICHT, Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen,
www.umsicht.fraunhofer.de,
Telefon 0208 8598 -1155,*
E-Mail tim.schulzke@umsicht.fraunhofer.de*

Sabine Schulz-Blank (Freie Universität Berlin)

Die Paranuss (Bertholletia excelsa) – Innovativer Rohstoff für Schutz und Nutzen der amazonischen Regenwälder



Die Paranuss ist eine Frucht, die weltweit nur in den Regenwäldern Amazoniens vorkommt. Momentan ist sie dort eine bedeutende Spezies für die menschliche Ernährung und stellt durch Sammlung und Verkauf der Nuss eine wichtige Einnahmequelle, besonders für die marginalisierte ländliche Bevölkerung dar. Mit ihrer extrem ligninhaltigen Schale und Fruchtkapsel (siehe Grafik 1) birgt sie darüber hinaus das aber auch das Potential, als Träger regenerativer Energie zum Anknüpfungspunkt verschiedener Schutzstrategien für die Erhaltung der tropischen Wälder zu werden. Die Paranuss birgt das Potential, zu einem Rohstoff für eine saubere, effiziente, nachhaltige, nachwachsende und faire Form der Bioenergie zu avancieren.

Abbildung 1: Paranuss (Bertholletia excelsa): Frucht, Schale und Fruchtkapsel. Quelle: Sabine Schulz Blank

Abbildung 2: Paranussbaum (mittig, links der Straße). Quelle: Sabine Schulz Blank

Diese Pflanze ist eine endemische Art der amazonischen Regenwälder. Die gesamte globale Nussproduktion basiert auf dem Sammeln wildwachsender Früchte. Der sogenannte 'extrativismo vegetal', wie diese Art der Rohstoffgewinnung genannt wird, stellt eine Möglichkeit der Rohstofferschließung dar, die einen kleinstmöglichen Eingriff in die Landschaft mit sich bringt. Der extrativismo bietet denjenigen, die in oder im Umfeld der noch intakten amazonischen Regenwälder Leben und dort ihre Lebensbasis bestreiten müssen die Möglichkeit, dies auf die schonendst mögliche Weise zu tun (Corvera-Gomringer 2011,19). Die Paranuss nimmt daher einen besonderen Platz als Anknüpfungspunkt für Förderstrategien einer nachhaltigen Entwicklung in den äquatorialen Wäldern Südamerikas ein (Paranussbaum: siehe Grafik 2) und gilt dort schon lange als „Keystone Species“ des Regenwaldschutzes (Clay 1997). Ihre besondere Rolle erfährt diese Nuss durch Strategien, die einen Schutz der Wälder durch die nachhaltige Nutzung von sogenannten Nicht-Holz-Waldprodukten anstreben. Dies sind Schutzmaßnahmen, welche es ermöglichen, gezielt Kleinstproduzenten auf lokaler und regionaler Ebene zu erreichen und somit eine sowohl ökologisch als auch wirtschaftlich nachhaltige Entwicklung zu fördern.

Die Paranuss hat aber auch noch andere, bisher kaum erkannte Qualitäten, welche sie darüber hinaus zu einem wertvollen möglichen Brennstoff der Zukunft macht: Der extrem hohe Ligningehalt in den momentan völlig ungenutzten Schalen und Fruchtkapseln verspricht weitreichende Möglichkeiten für die Herstellung von Pellets oder Briketts. Neben den vielversprechenden Materialeigenschaften verfügt dieser Rohstoff über einen weiteren Vorteil, der seine Nutzung gegenüber anderen wildwachsenden Nicht-Holz-Waldprodukten der tropischen Wälder favorisiert: Der Rohstoff Paranuss-Schalen ist durch die momentanen Sammelaktivitäten der Nuss bereits bestens an bestehende Infrastrukturen angebunden (siehe Grafik 3). In einer Region wie dem amazonischen Regenwald ist die Infrastruktur-Anbindung ein extrem wichtiger, vielleicht sogar der entscheidende Faktor in Bezug auf die erfolgbringende Erschließung einer ungenutzten Ressource. Die bisher außer acht gelassenen Teile der Paranuss bergen das Potential, in Form von sehr haltbaren Briketts mit exzellenten Brenneigenschaften zu einem wichtigen regenerativen Energieträger zu werden. Gleichzeitig bietet die Profilierung dieses Materials als Pellets oder Briketts vielen lokalen, nationalen und internationalen Akteuren die Chance einer schonenden Nutzung der tropischer Regenwälder und kann somit dazu beitragen, eine nachhaltige Entwicklung in der Region Amazonien zu fördern.

Abbildung 3: ungenutzte Paranuss-Kapseln neben transportbereiten Nüssen (in weißen Säcken) am Straßenrand. Quelle: Sabine Schulz Blank.

1. Herangehensweise und Methoden

Räumliche Verortung
Das Untersuchungsgebiet dieser Arbeit befindet sich im brasilianischen Amazonasgebiet, in der Region in und um die Orte Oriximiná und Óbidos im Bundesstaat Pará (siehe Grafik 4). Hier befindet sich eines der wichtigsten nationalen Zentren der Paranuss-Sammlung und -verarbeitung. Sie ist eine der Regionen mit der höchsten bekannten Dichte an Paranussbäumen im gesamten amazonischen Biom und verfügt aufgrund ihrer wirtschaftlichen Bedeutung für die globale Paranussproduktion über eine sehr gute Erschließung und Zugänglichkeit der wildwachsenden Vorkommen.

Abbildung 4: Untersuchungsgebiet. Quelle: NoPa Puxirum Forschungsprojekt

2. Verortung des Anliegens dieser Arbeit

Dieses Forschungsvorhaben verfolgt ein explizit entwicklungspolitisches Anliegen und beabsichtigt, zu einer gleichberechtigten und fairen Kooperation verschiedener Akteure von lokaler bis internationaler Ebene beizutragen. Die Intention liegt vorrangig auf einer Verbesserung der Lebenssituation der Menschen vor Ort. Dadurch sollen Handlungsspielräume erweitern und geschaffen werden, die es lokalen Akteuren ermöglichen, die ihnen auferlegten internationalen Schutzbestrebungen in Bezug auf die Erhaltung des amazonischen Regenwaldes als 'Grüne Lunge' der Erde zu realisieren. Schlussendlich sind es ja diese Menschen vor Ort, die in der Verantwortung sind und unter dem Druck stehen, die einzigartige Landschaft 'für uns alle' zu erhalten.

Das besondere Augenmerk der hier vorgelegten Forschungsarbeit liegt in der Analyse der Wertschöpfungskette der Paranuss, die, ausgehend von dieser Region, einen globalen Markt umfasst. Methodisch orientiert sich die Arbeit an den aktuellen Anforderungen und Instrumenten zum Thema Gestaltung von Wertschöpfungsketten im Sinne eines Pro Poor Growth (breitenwirksames Wachstum mit inhärenten Nachhaltigkeitsbestrebungen) sowie den Ansätzen zu Vermarktung von Nicht-Holz-Waldprodukten für einen schonenden Umgang mit wildwachsenden Ressourcen und den Marktzugang von Klein- und Kleinstproduzenten. Besonderer Fokus ist hier die Problematik um den Zugang zu, Machtverteilung in und Governancestrukturen von Wertschöpfungsketten nachhaltiger Regenwaldprodukte. Auf Grund der Kürze des Papers im vorliegenden Tagungsband kann hierauf an dieser Stelle jedoch nicht genauer eingegangen werden, interessierte Leser_Innen wenden sich bitte direkt an die Autorin; zum Einstieg in die Thematik wird empfohlen GIZ 2011, Rauch 2009.

3. Methodik und Datenerhebung

In den meisten Fällen wird eine Wertschöpfungskettenanalyse für solche Produkte durchgeführt, die bereits existieren und für welche die unterschiedlichen Stadien eines Guts untersucht werden können. Die hier vorliegende Arbeit hingegen hat ein fiktives Produkt und eine noch nicht existente Wertschöpfungskette zum Untersuchungsgegenstand. Es wurde versucht eine Verknüpfung der real bestehenden Paranuss-Wertschöpfungskette (Paranuss-WSK) und der vorgeschlagenen Wertschöpfungskette von Briketts aus Paranuss-Schalen und Paranuss-Fruchtkapseln (Brikett-WSK) herzustellen. Beim Sammeln der Nüsse werden zunächst die Fruchtkapseln an einem strategisch günstigen Ort zusammengetragen, dort werden sie geöffnet verpackt und später abtransportiert. Die Fruchtkapseln bleiben ungenutzt am Straßenrand liegen.

Die empirische Datenerhebung erfolgte 2012 und 2013. Sie beinhaltete die drei Themenkomplexe 'Materialeigenschaften der Paranuss-Residuen', 'aktuelle Wertschöpfungsketten der Paranuss' und, resultierend aus letzterem, das Thema 'Möglichkeiten der Integration von Paranuss-WSK und Brikett-WSK in der Untersuchungsregion Oriximiná/Óbidos im Bundesstaat Pará (Amazonasgebiet)'. Die Datenerhebung beinhaltete die Untersuchung der Sammlung von Paranüssen in den Wäldern, des Transports in die Fabriken in Oriximiná und Óbidos, der dortigen Verarbeitung der Paranüsse sowie des Transports mittels Schiffen an überregionale Verkaufspunkte. Die Erhebung stütze sich neben den Beobachtungen auch auf sei-strukturierte Interviews mit Vertretern verschiedener Stationen der Wertschöpfungskette. Es wurden Nusssammler sowohl aus flussnahen Gemeinden (riberinhos) als auch aus Gemeinden, die im inneren des Waldes, entlang der Verkehrsstraßen wohnen. (comunidades do interior). Darüber hinaus wurden Mitglieder von Sammler-Kooperativen, Mittelsmänner/Transporteure der Nuss vom Wald in die lokalen Fabriken (attavessadores), Leitende angestellte, Besitzer und Arbeiter der Nussfabriken in Oriximiná und Óbidos sowie Vertreter von nationalem und internationalem Nusshandel. Befragt. Es wurden weiterhin Mitarbeiter lokaler und internationaler Nichtregierungsorganisationen sowie Vertreter von lokalen Regierungsbehörden interviewt. Die Ergebnisse werden im folgenden Abschnitt dargelegt.

Die Forschung wurde gefördert im Rahmen der deutsch-brasilianischen Hochschulkooperation NoPa und somit finanziell unterstützt durch das Deutsche Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ), den Deutschen Akademischen Austauschdienst (DAAD), die Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) sowie der brasilianischen Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES ähnlich dem DAAD) (siehe GIZ 2014)

4. Ergebnisse

Sowohl die Nuss-Schalen als auch die Fruchtkapseln der Paranuss weisen sehr vielversprechende Eigenschaften in Bezug auf die Herstellung von Briketts auf. Es ist weitreichend bekannt, dass der Ligningehalt eines Rohstoffes einen entscheidenden Faktor in Bezug auf die Qualität, d.h. Haltbarkeit und Brenneigenschaften von Pellets und Briketts darstellt. Je höher der Ligningehalt, desto besser die Qualität des Briketts (Wilson 2010,10). In einer Materialanalyse des brasilianischen Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN- 'Institut für energetische und nukleare Forschung, Angesiedelt im Ministerium für Wissenschaft und Technologie) wurde gezeigt, dass die

Paranuss-Schalen einen vielversprechenden Anteil von etwa 35% Lignin enthalten. Die Fruchtkapseln wiesen einen noch höheren Anteil auf, der sich auf beinahe 60% Lignin beläuft (del Mastro et al. 2011,7). Zum Vergleich: Holz, welches heutzutage (in Form von Holzabfällen wie Sägemehl oder Hackschnitzel) den meistgebrauchten Rohstoff der Brikett- und Pelletindustrie darstellt, weist lediglich einen Ligningehalt von 18-35% auf (Pettersen 1984, 2). Diese Materialeigenschaften sind äußerst vielversprechend und sollen in der Weiterführung des dargelegten Forschungsvorhabens eingehender untersucht werden. An diesem Punkt strebt die Autorin eine Kooperation mit Spezialisten anderer Forschungsrichtungen wie beispielsweise der Materialforschung, des Maschinenbaus oder empirischer Zweige wie der experimentellen Brikett-/ Pelletproduktion an. Kontaktaufnahme von Seiten interessierter Forscher sowie von Vertretern aus Praxis und Industrie sind herzlich willkommen.

5. Schlussfolgerung/Ausblick

Die Erhaltung der natürlichen Ressourcen und der schonende Umgang mit einzigartigen Landschaften, wie denen der amazonischen Regenwäldern, zählt zu den wichtigsten, wenn auch problematischten Aufgaben der heutigen Zeit. Die Herstellung von Briketts bzw. Pellets aus dem nachwachsenden Rohstoff Paranuss-Residuum bietet die Möglichkeiten, dem erreichen dieser Ziele ein Stück näher zu kommen. Auf internationaler Ebene wird zunehmend, die Notwendikeit von Naturschutzbestrebungen, anerkannt. Die Zahl der zur Verfügung stehenden Mittel, um Ziele des Umwelt- und Ressourcenschutzes umzusetzten steigt. Es besteht jedoch noch immer ein völliges Chaos in Bezug auf die Frage, wie Bestrebungen in die Tat umgesetzt werden können. Leider geschieht es dabei immer öfters, dass die lokalen Akteure, also diejeniegen unter uns, welche die Vorhaben vor Ort konkret umsezten sollen, völlig allein gelassen oder sogar gänzlich übersehen werden. Um so wichtiger erscheint es daher, an dieser Stelle nochmals explizit darauf aufmerksam zu machen, dass eine technische Innovation sowie die integration neuer Rohstoffe für die Bioenergiegewinnung nur gelingen kann, wenn auch die Akteuere vor Ort in einer inklusiven und fairen Weise mit einbezogen werden.

Die Nutzung der bislang unbeachteten Reststoffe aus der Paranuss-Produktion kann zum Flächenerhalt primärer und sekundärer Waldflächen beitragen und dabei gleichzeitig Klein- und kleinstproduzenten die Möglichkeit bieten, an einem breitenwirksamen Wachstum teilzuhaben. Lokale Akteure können zur Umsetzung von Schutzzielen beiragen während sie gleichzeitig ihre eigene Lebenssituation verbessern können. Darüber hinaus bietet der Anbau von Paranussbäumen auch die Möglichkeit, eine Wiederaufforstung zerstörter Flächen zu erreichen. In Pilotprojekten wurden bisher vielversprechende Ergebnisse erzielt (Bentes-Gama et. al. 2005, Fernandes & Alencar 1993, Tonini, Oliveira & Schwengber 2008, Salomão et. al. 2006).

Die Paranuss birgt somit nicht nur technische und Material-inherente Potentiale für die Herstellung eines nachhaltigen Nicht-Holz-Waldproduktes. Durch die gezielte Förderung einer inklusiven Brikett-Wertschöpfungskette könne internationale Schutzbestrebungen mit fähigen Akteuren vor Ost in Verbindung gebracht werden.Die globalen Klimaschutzinitiativen können durch Förderung einer nachhaltigen Entwicklung der Regenwaldnutzung unterstützt werden, während gleichzeitig ein bisher ungenutztes und ungeahntes Reservoir an innovativem Rohmaterial für die Energieerzeugung aus Abfallprodukten der Lebensmittelherstellung in den Kreislauf der Energieerzeugung eingebunden werden.

6. Literatur

[01] Andreotti, Carlos M. (Hrsg. 1995): A cultura da Castanha do Brasil. Coleção Plantar, Série Vermelha - Fruteira, Vol. 23. Brasília: Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária -Serviço de Produção de Informação (EMBRAPA-SPI).

[02] Azevedo Ramos, C. (2008): Sustainable Development and Challenging Deforestation in the Brazilian Amazon: The Good, the Bad and the Ugly. Unasylva 59, Vol. 230, S. 12–16.

[03] Bhattacharya, S.C. (2002): Biomass energy densification: A global review with emphasis on developing countries. Thailand: Energy Programme, Asian Institute of Technology.

[04] Bentes-Gama, M. M., M. L. Silva, L. J. M. Vilcahuamán & M. Locatelli (2005): Análise econômica de sistemas agroflorestias na Amazônia Ocidental, Machadinho d'Oeste-RO. Revista Árvore 29(3): S. 401-411.

[05] Clay, J. W. (1997): Brazil nuts. The use of a keystone species for conservation and development. In C. H. Freese (Hrsg., 1997): Harvesting wild species—Implications for biodiversity and conservation, S. 246–282. Baltimore, Maryland: Johns Hopkins University Press.

[05] Corvera-Gomringer, R. (2011): Avanços na pesquisa sobre a castanha amazônica como estratégia agroflorestal em Madre de Dios, Peru. Amazônia Agroflorestal. Boletim Informativo do ICRAF América Latina 23, Vol. 2, S. 19-22.

[06] del Mastro, N. L., P. Y. Inamura, M. J. A. Und M. J. A. Armelin (2011): Characterization of Brazil Nut Shell Fiber. San Diego: TMS (The Minerals, Metals & Materials Society) 140th Annual Meeting & Exhibition, Book of Abtracts, S. 422

[07] Fernandes, N.P. und J.C. Alencar (1993): Desenvolvimento de árvores nativas em ensaios de espécies. 4. Castanha-do-Brasil (Bertholletia excelsa H. B. K.), dez anos após o plantio. Acta Amazonica 23(2-3): S. 191-198.

[08] GIZ- Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (2011): Wirtschaft stärken – Armut reduzieren. Erfahrungen mit dem Wertschöpfungsketten-Ansatz im Entwicklungsdienst der GIZ. Erhältlich unter http://www.giz.de/de/downloads/giz2011-0461de-wertschoepfung-wirtschaft.pdf [letzter Zugriff 10.08.2014]

[09] GIZ- Gesellschaft für Internationale Zusammenarbei (2014): Hochschulkooperation Tropenwald und Energie – NoPa (Novas Parcerias). Projektkurzbeschreibung. Erhältlich unter http://www.giz.de/de/weltweit/24075.html [letzter Zugriff 14.08.2014]

[10] Glaser B. Und Woods, W. (2004): Amazonian Dark Earths: Explorations in Space and Time. Springer, Heidelberg.

[11] IBAMA, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (2012): Lista Oficial de Flora Ameaçada de Extinção. Flora Lista Oficial de Flora Ameaçada de Extinção. Erhältlich unter http://www.ibama.gov.br/flora/extincao.htm [letzter Zugriff 28.07.2014]

[12] Nascimento Júnior, J. B. R. A. C., S. Hühn und R. F. Ribeiro de Nazaré (2000): Castanha-do-Brasil como fonte de renda nas áreas Quilombolas de Oriximiná, PA. Documentos., vol. 50. Belém: EMBRAPA Amazônia Oriental. 57 p.

[13] Pettersen, R. C. (1984):The Chemical Composition of Wood. In: The Chemistry of Solid Wood, 207:57–126. Advances in Chemistry. American Chemical Society. http://dx.doi.org/10.1021/ba-1984-0207.ch002.

[14] Rauch, T. (2009): Entwicklungspolitik. Westermann ; Auflage: 1.

[15] Tonini, H. O, M. M. C. Oliveira Jr. und D. Schwengbe (2008): Crescimento de espécies nativas da Amazônia submetidas ao plantio no estado de Roraima. Ciência Florestal 2(18): S: 151-158

[16] Salomão, R. P., N. A. Rosa, A. Castilho & K. A. C. Morais (2006): Castanheira-do-Brasil recuperando áreas degradadas e provendo alimento e renda para comunidades de Amazônia Setentrional. Boletim do Museu Paraense Emílio Goeldi. Ciências Naturais 1(2): S. 65-78

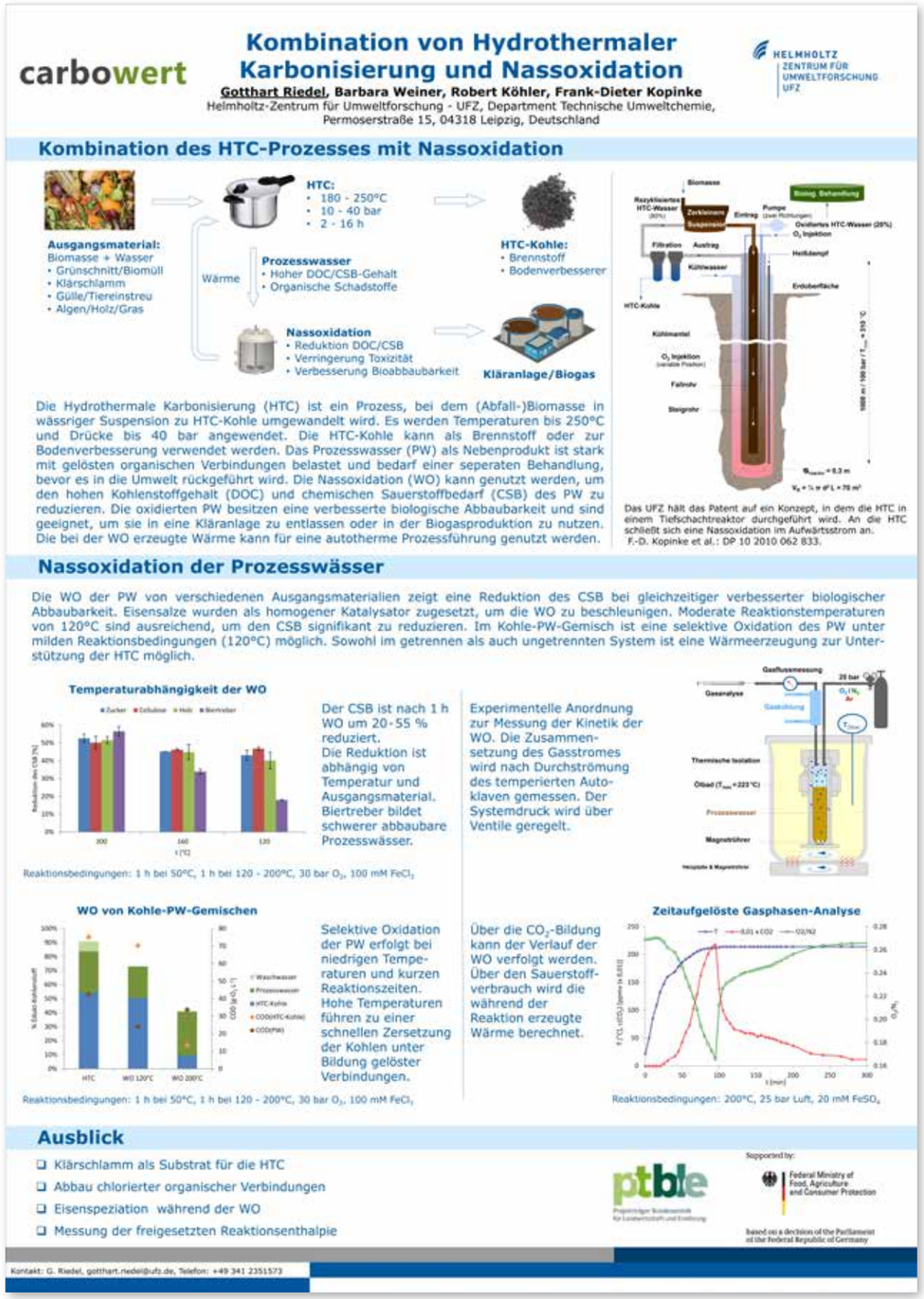
[17] Vieira, A. H., M. Locatelli und V. F. Souza (1998): Crescimento de castanha-do-brasil em dois sistemas de cultivo: 1-13. EMBRAPA-CPAF Rondônia (Boletim de Pesquisa, 22), Porto Velho.

[18] Wilson, Thomas (2010): Factors affecting wood pellet durability. A Thesis in Agricultural and Biological Engineering. Pennsylvania: The Pennsylvania State University- The Graduate School Department of Agricultural and Biological Engineering.

Kontakt:
Sabine Schulz Blank
Freie Universität Berlin - Institut für Geographie
Fachbereich Geographische Entwicklungsforschung
Arbeitsbereich Nachhaltige Entwicklung, Gender und Governance
E-Mail: sabine.schulz_blank@fu-berlin.de

Gotthart Riedel, Barbara Weiner, Robert Köhler, Frank-Dieter Kopinke (UFZ)

Kombination von Hydrothermaler Karbonisierung und Nassoxidation



Die Hydrothermale Karbonisierung (HTC) ist ein Prozess, bei dem (Abfall-)Biomasse in wässriger Suspension zu HTC-Kohle umgewandelt wird. Bei der HTC werden erhöhte Temperaturen bis 250°C und Drücke bis 40 bar angewendet, um HTC-Kohle zu produzieren. Diese kann als Brennstoff oder zur Bodenverbesserung eingesetzt werden. Das Prozesswasser (PW) fällt als Nebenprodukt an und ist stark mit gelösten organischen Verbindungen belastet. Es bedarf daher einer separaten Behandlung, bevor es in die Umwelt zurückgeführt wird. Die Nassoxidation (WO) soll genutzt werden, um den hohen Kohlenstoffgehalt (DOC) und chemischen Sauerstoff¬bedarf (CSB) des PW zu reduzieren. Die oxidierten PW besitzen eine verbesserte biologische Abbaubarkeit und können in Kläranlagen eingeleitet oder der Biogasproduktion zugeführt werden. Da der HTC-Prozess nicht hinreichend exotherm verläuft, kann die bei der WO erzeugte Wärme für eine autotherme Prozessführung genutzt werden.

Zur Kombination von HTC und WO wurde das Konzept eines Tiefschachtreaktors entwickelt, bei dem im Fallrohr die HTC und anschließend im Steigrohr die WO stattfindet. In variabler Position des Steigrohrs wird dabei O2 zur Oxidation eingeströmt. Vorteile des Reaktors sind dabei die direkte Wärmeübertragung aus der WO auf die HTC, druckloses Ein- und Ausschleusen von Biomasse und Produkten, sowie eine mögliche Rezyklierung des PW.

Die WO der abfiltrierten PW der HTC von verschiedenen Ausgangsmaterialien zeigt im Laborexperiment eine deutliche Reduktion von DOC und CSB bei gleichzeitiger verbesserter biologischer Abbaubarkeit. Eisensalze wurden als homogener Katalysator zugesetzt, um die WO zu beschleunigen. Die Reduktion des CSB und DOC ist abhängig von Temperatur und Ausgangsmaterial. Biertreber bildet schwerer oxidierbare Prozesswässer als Zucker oder Holz. Auch moderate Reaktionstemperaturen von 120°C sind ausreichend, um den CSB signifikant zu reduzieren.

Im ungetrennten Kohle-PW-Gemisch ist eine selektive Oxidation des PW unter milden Reaktionsbedingungen (120°C) und kurzen Reaktionszeiten (<1 h) möglich, ohne die Kohleausbeute stark zu verringern. Dagegen führen hohe Temperaturen zu einer schnellen Zersetzung der Kohlen unter Bildung gelöster Verbindungen. WO bei 120°C konnten nach 1 h den CSB des PW um 20 - 55 % reduzieren, abhängig vom Substrat.

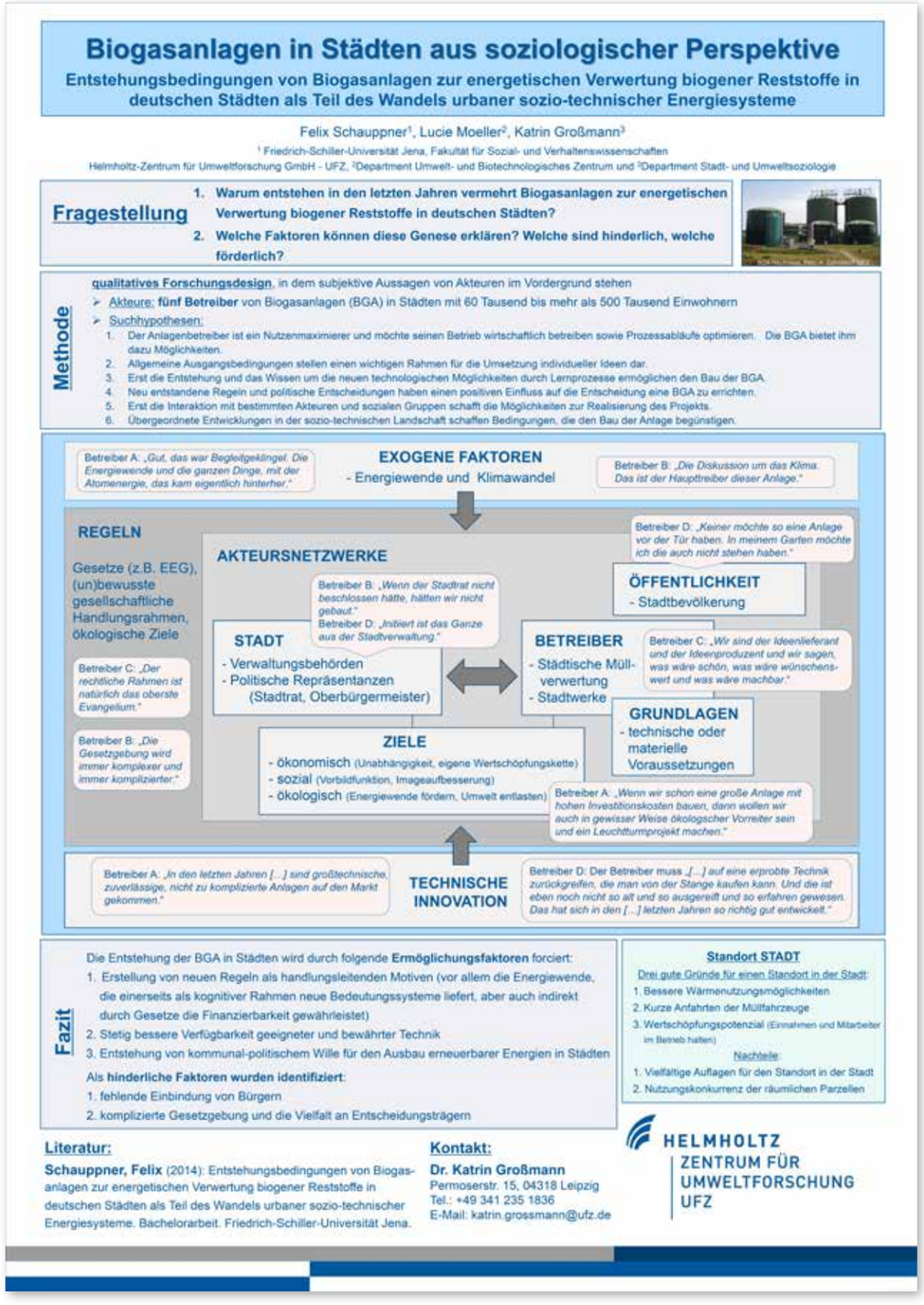
Der Verlauf der WO kann über die CO2-Bildung während der Reaktion verfolgt werden. Über den Sauer¬stoff-verbrauch wird dann die während der Reaktion erzeugte Wärme berechnet. Die Berechnungen zeigen, dass sowohl im getrennten als auch ungetrennten System eine Wärmeerzeugung zur Unterstützung der HTC möglich ist. Inhalte der aktuellen Forschung sind die Untersuchung anderer Ausgangssubstrate (Klärschlamm), der Abbau chlorierter organischer Verbindungen durch WO, Bestimmung der Eisenspeziation während der WO, sowie die Messung der freigesetzten Reaktionswärme zur Überprüfung der berechneten Werte. Zudem soll die Eignung der oxidierten PW in der Biogasproduktion untersucht werden.

Kontakt:

Gotthart Riedel, Barbara Weiner, Robert Köhler, Frank-Dieter Kopinke
Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung - UFZ,
Department Technische Umweltchemie,
Permoserstraße 15, 04318 Leipzig
Telefon: +49 341 2351573
E-Mail: gotthart.riedel@ufz.de

Felix Schauppner, Lucie Moeller, Katrin Großmann (UFZ)

Biogasanlagen in Städten aus soziologischer Perspektive



In Zeiten von knapper werdenden Ressourcen sind Städte als große Energieverbraucher darauf angewiesen, ihrer Energieerzeugung auf dezentrale und erneuerbare Träger umzustellen. Eine Möglichkeit der nachhaltigen Energieproduktion stellen Biogasanlagen (BGA) dar, die immer populärer werden. Das Ziel dieser Arbeit war herauszufinden warum BGA gerade jetzt in vielen Städten entstehen und nicht schon früher in großem Ausmaß erbaut wurden. Welche Motive liegen der Entscheidung zum Bau der Anlage zu Grunde und welche strukturellen Faktoren ermöglichen die Umsetzung? Welche Faktoren begünstigen das Vorhaben und welche blockieren es eher?

Um diese Fragen zu beantworten wurden qualitative Leitfadeninterviews mit Anlagenbetreibern von bestehenden und im Bau befindlichen BGA in deutschen Großstädten durchgeführt. Die einzelnen Befragten sind Repräsentanten des Betreibers, also Geschäftsführung oder technische Leitung, die im Entstehungsprozess eine ausschlaggebende Rolle einnehmen. Als Basis für die Umfrage wurden theoriegeleitete Suchhypothesen genutzt. Als theoretischer Hintergrund wurde die Multi-Level Perspektive nach Geels gewählt, die den Weg sozio-technischer Innovation von Nischen zum Mainstream konzeptionell fasst.

Im Ergebnis wurde festgestellt, dass in den letzten Jahren vermehrt BGA in deutschen Städten entstehen, weil sich drei Faktoren geändert haben. Erstens sind neue Regeln als handlungsleitende Motive aufgetreten. Hierbei ist die Energiewende hervorzuheben, die entweder als kognitiver Rahmen neue Bedeutungssysteme liefert oder direkt durch Gesetze wie das EEG Finanzierbarkeit gewährleistet. Zweitens ist geeignete und bewährte Technik breit verfügbar geworden. So können die Betreiber als öffentliche Unternehmen möglichst risikoarm operieren. Drittens ist ein kommunal-politischer Wille für den Ausbau von erneuerbaren Energien in Städten entstanden, der sich in politischen Beschlusslagen oder in unterstützenden Aktivitäten äußert.

Dagegen wurden zwei bedeutende hinderliche Faktoren identifiziert. Ein potentielles Hindernis ist die fehlende Einbindung von Bürgern, was zu öffentlichem Protest und schwindender politischer Unterstützung führen kann. Dies lässt sich vermeiden, in dem der Betreiber frühzeitig transparent und inklusiv vorgeht. Das zweite Hindernis besteht in der komplizierten Gesetzgebung und der für Städte typischen Vielfalt der Entscheidungsträger, die sich bei Standortfindung und Genehmigungsverfahren bemerkbar machen. Hier wäre die (Bundes)-Politik gefordert, Vorgaben zu vereinfachen und Kompetenzen zu bündeln.

Ein städtischer Standort wird aus drei Gründen gewählt: Eine räumliche Nähe zu großen Wärmeabnehmern, eine günstige Liefersystematik für Anfahrten des Biomülls und eine eigene Wertschöpfung, die bei städtischen Betreibern bei Standorten außerhalb des Stadtbereichs verloren geht. Nachteilig sind jedoch die daraus resultierenden hohen baulichen, finanziellen und technischen Anforderungen an die Anlage, um im städtischen Raum bestehen zu können.

Kontakt:
Dr. Katrin Großmann
Permoser Straße 15
04318 Leipzig
Tel. 0341-235-1836
E-Mail: katrin.grossmann@ufz.de

Tobias Peschel (Lignovis GmbH)

Demonstration und Optimierung der Energieholzplantagen Wertschöpfungskette im EU-Projekt OPTFUEL (“Optimized Fuels for Sustainable Transport”)

Die nachhaltige Biomasseversorgung industrieller Biomasseverbraucher in Europa war ein Kernelement des zwischen 2009 bis 2012 von der EU geförderten Projekts "OPTFUEL". Ziel des Projekts war die Demonstration der Wertschöpfungskette von synthetischem Biokraftstoff aus holzartiger Biomasse. Da traditionelle Holzpotentiale bereits weitestgehend in Nutzung sind, wurde von Beginn an der Fokus der Biomasseversorgungsstrategie auf der Entwicklung einer effizienten Energieholzversorgung durch Kurzumtriebsplantagen (KUP) ausgerichtet.

Zur Einbindung und Motivation der Landwirte wurde ein attraktives, langfristiges Kooperationsmodell zwischen Biomasseabnehmer und Rohstoffproduzent entwickelt, dessen Wirkungskraft über das Projektende hinausreicht. Dies ermöglichte die Etablierung und Bewirtschaftung von 230 ha KUP in fünf Schwerpunktregionen in Deutschland und Polen. Über 40 Pappel- und Weidensorten wurden bezüglich ihrer Ertragsentwicklung und Standorttauglichkeit untersucht und bewertet. Generell zeigte sich, dass eine effektive und zeitlich optimierte Beikrautregulierung in der ersten Vegetationsperiode die Grundvoraussetzung für hohe Erträge und ökonomisch erfolgreiche Plantagen ist.

In Zusammenarbeit mit dem NABU wurde ein Anbaukonzept entwickelt und umgesetzt, welches die positiven Umweltwirkungen von KUP noch erhöht. Doch schon ‚normale‘ KUP sind generell umweltverträglicher als konventioneller Ackerbau und leisten einen höheren Beitrag zum Klimaschutz. So ermöglichen auf KUP basierende Bioenergie-Wertschöpfungsketten eine vielfach höhere CO2-Vermeidung gegenüber traditionellen Energiepflanzen, wie Raps, Gras- oder Maissilage. Zudem ist die Substitution von Erdgas und Heizöl zur Wärmeproduktion durch Energieholz aus der Landwirtschaft bereits heute meist ohne Förderung wirtschaftlich. Dank der schnellen, ressourceneffizienten und umweltschonenden Produktion von Biomasse leisten KUP einen entscheidenden Beitrag zur nachhaltigen Transformation und Dekarbonisierung des europäischen Energiesektors.

Schlagwörter: Energieholz, Biomasseversorgung, Kurzumtriebsplantagen, nachhaltige Landwirtschaft

Kontakt:
Tobias Peschel
Lignovis GmbH
Tietzestr. 29
22587 Hamburg
tobias.peschel@lignovis.com

R. Fleischer, T. Schäfer, Friedrich Streffer (maxbiogas GmbH)

Energieeffiziente Reststoffnutzung in biotechnologischen Prozessen mit dem LX-Verfahren

Great efforts are made to realize concepts for replacing oil and using renewable resources as starting material in biorefineries. Currently, biorefineries produce chemical base materials on an industrial scale from readily available sugar-or starch-containing plant components. However, these feedstocks only account for about 1% of the available plant biomass. The majority of available plant biomass, constitutes lignocellulose, which is currently inaccessible to conventional biorefineries and biogas processes. However, in future generating higher economic efficiency for biorefineries and biogas plants is important to ensure these operations can compete with the efficiency of oil refineries even in the absence of government subsidies. Further, it is desirable to increase the ecological efficiency of these operations in order to reduce the required agricultural land use and to improve the CO2 balance. All these claims could be achieved if hitherto waste products such as digestates, agricultural, food and municipal waste streams could be used as feedstock. Physico-chemical and biotechnological pretreatment technologies, such as the LX-Process are being established, which allows utilization of these feedstocks particularly for biogas plants. Furthermore Lignin can be recovered as a promising side product. The poster summarizes the technical and economic framework to establish these enabling technologies with a particular focus on development of second generation bio fuel processes.

Schlagworte: pflanzliche Reststoffe, Lignocellulose, Lignin, 2.Generation Biokraftstoffe

Kontakt:
maxbiogas GmbH
Alte Dorfstraße 14
D- 16348 Marienwerder
Tel.: +49 (0) 3337 3774140
Fax: +49 (0) 3337 3774189
E-Mail: info@maxbiogas.com
Internet: www.maxbiogas.com

Jana Grunewald, Dr. Kerstin Jäkel (Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie)

Energiepflanzen für Biogasanlagen „Vielfalt auf dem Acker"

Der Anbau von Energiepflanzen zur Biogasproduktion dient dem Landwirt seit Jahren als wichtiger Baustein zur Erwerbssicherung. Nicht zuletzt durch gesetzliche Veranlassungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz, Cross-Compliance-Bindungen und bevorstehender GAP-Reform mit Ökologisierungsauflagen (Stichwort Greeening) sollte auf den Anbau vielfältiger und artenreicher Fruchtfolgen geachtet werden.

Mais als pflanzlicher Hauptbestandteil in Cofermentationsanlagen ist zwar (immer noch) ertraglich und ökonomisch schwer zu schlagen, weist jedoch deutliche Defizite bei Einhaltung ökologischer Nachhaltigkeitskriterien auf. Zur Verbesserung des Nährstoff- und Humushaushalts, zur Aufrechterhaltung der Bodenfruchtbarkeit und Verringerung Nitrat-bedingter Grundwasserbelastungen bieten sich mehrjährige Ackerfuttermischungen, insbesondere Leguminosen-Gras-Gemenge, und bei deutlich kürzerer Vegetationszeit Zwischenfrüchte, an. Bei langfristiger Flächenbindung ergeben sich weitere ökologische Vorteile wie die ganzjährige Bodenbedeckung und die damit verbundene Verringerung des Erosionsgefährdungspotenzials. Vielversprechend wurden zur langjährigen Etablierung die Durchwachsene Silphie (Silphium perfoliatum), das Riesenweizengras (Agropyron elongatum) und verschiedene Blühmischungen erprobt.

Die höheren Saatgut- bzw. Pflanzkosten im Anbaujahr können während der 5- bis 10-jährigen Anbauphase kompensiert werden, denn in den Hauptnutzungsjahren fallen lediglich Dünge- und Erntekosten an. Ist keine langfristige Flächenbindung möglich, bieten sich Zweikulturnutzungssysteme für ganzjährige Pflanzenaufwüchse an. Nach Grünroggen als frühräumende Winterzwischenfrucht werden frühreife Maissorten oder Sudangrashybriden gesät. Bei späterer Ernte des Getreides als Ganzpflanzensilage können noch problemlos Zwischenfrüchte in die Fruchtfolge aufgenommen werden, z. B. Gräsermischungen, Gründüngungspflanzen (Gelbsenf, Ölrettich, Phacelia) oder Leguminosen. Leguminosen können als Gemenge jedoch auch gleich mit in den Getreide-Anbau integriert werden. Ein hohes Ertragspotenzial zeigten sowohl auf sandigeren als auch frucht¬bareren Lößböden Winterwicke-Roggen- und Ackerbohnen-Triticale-Gemenge.

In Zeiten des Klimawandels mit ab¬nehmender Niederschlagsmenge und -verteilung spielen trockenheitstolerante Energiepflanzen eine immer größere Bedeutung. Sorghumhirsen (Futterhirsen und Sudangrashybriden) können aufgrund eines weit verzweigten Faserwurzelsystems Wassermangelphasen gut überstehen und sind auch für leichtere Sandböden geeignet. Zur Senkung des Ertragsrisikos sollten Fruchtarten mit geringen Ertragsschwankungen in den Anbausystemen berücksichtigt werden. Getreideganzpflanzen liegen zwar im Vergleich zu Mais nur auf einem mittleren Ertragsniveau, zeigten aber nur geringfügige, tolerierbare Ertragseinbußen bei Wetterextremen. Eine wichtige Voraussetzung war hierbei der Einsatz geeigneter Wachstumsregulatoren.

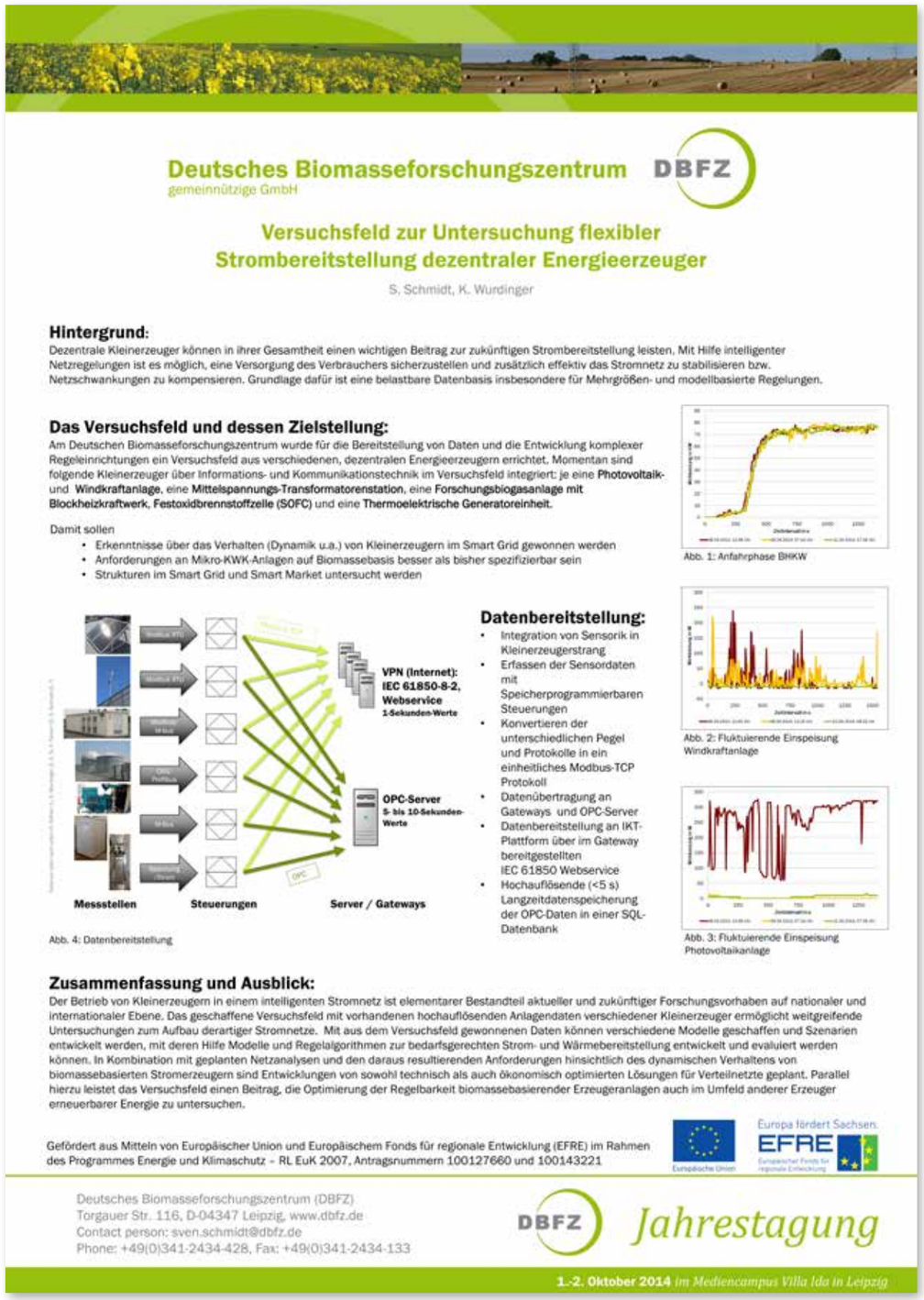
Die Erkenntnisse wurden im Rahmen des Projektes EVA, gefördert vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., und in Parzellenversuchen mit mehrjährigen Energiepflanzen gewonnen.

Kontakt:

Jana Grunewald & Dr. Kerstin Jäkel
Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG)
August-Böckstiegel-Straße 1
01326 Dresden Pillnitz

Sven Schmidt, Kerstin Wurdinger (DBFZ)

Versuchsfeld zur Untersuchung flexibler Strombereitstellung dezentraler Energieerzeuger



Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

DBFZ

Versuchsfeld zur Untersuchung flexibler Strombereitstellung dezentraler Energieerzeuger

S. Schmidt, K. Wurdinger

Hintergrund:

Dezentrale Kleinerzeuger können in ihrer Gesamtheit einen wichtigen Beitrag zur zukünftigen Strombereitstellung leisten. Mit Hilfe intelligenter Netzregelungen ist es möglich, eine Versorgung des Verbrauchers sicherzustellen und zusätzlich effektiv das Stromnetz zu stabilisieren bzw. Netzschwankungen zu kompensieren. Grundlage dafür ist eine belastbare Datenbasis insbesondere für Mehrgrößen- und modellbasierte Regelungen.

Das Versuchsfeld und dessen Zielstellung:

Am Deutschen Biomasseforschungszentrum wurde für die Bereitstellung von Daten und die Entwicklung komplexer Regeleinrichtungen ein Versuchsfeld aus verschiedenen, dezentralen Energieerzeugern errichtet. Momentan sind folgende Kleinerzeuger über Informations- und Kommunikationstechnik im Versuchsfeld integriert: je eine **Photovoltaik-** und **Windkraftanlage**, eine **Mittelspannungs-Transformatorenstation**, eine **Forschungsbiogasanlage mit Blockheizkraftwerk**, **Festoxidbrennstoffzelle (SOFC)** und eine **Thermoelektrische Generatoreinheit.**

Damit sollen

- Erkenntnisse über das Verhalten (Dynamik u.a.) von Kleinerzeugern im Smart Grid gewonnen werden
- Anforderungen an Mikro-KWK-Anlagen auf Biomassebasis besser als bisher spezifizierbar sein
- Strukturen im Smart Grid und Smart Market untersucht werden

Abb. 1: Anfahrphase BHKW

Abb. 2: Fluktuierende Einspeisung Windkraftanlage

Abb. 3: Fluktuierende Einspeisung Photovoltaikanlage

Abb. 4: Datenbereitstellung

Datenbereitstellung:

- Integration von Sensorik in Kleinerzeugerstrang
- Erfassen der Sensordaten mit Speicherprogrammierbaren Steuerungen
- Konvertieren der unterschiedlichen Pegel und Protokolle in ein einheitliches Modbus-TCP Protokoll
- Datenübertragung an Gateways und OPC-Server
- Datenbereitstellung an IKT-Plattform über im Gateway bereitgestellten IEC 61850 Webservice
- Hochauflösende (<5 s) Langzeitdatenspeicherung der OPC-Daten in einer SQL-Datenbank

Zusammenfassung und Ausblick:

Der Betrieb von Kleinerzeugern in einem intelligenten Stromnetz ist elementarer Bestandteil aktueller und zukünftiger Forschungsvorhaben auf nationaler und internationaler Ebene. Das geschaffene Versuchsfeld mit vorhandenen hochauflösenden Anlagendaten verschiedener Kleinerzeuger ermöglicht weitgreifende Untersuchungen zum Aufbau derartiger Stromnetze. Mit aus dem Versuchsfeld gewonnenen Daten können verschiedene Modelle geschaffen und Szenarien entwickelt werden, mit deren Hilfe Modelle und Regelalgorithmen zur bedarfsgerechten Strom- und Wärmebereitstellung entwickelt und evaluiert werden können. In Kombination mit geplanten Netzanalysen und den daraus resultierenden Anforderungen hinsichtlich des dynamischen Verhaltens von biomassebasierten Stromerzeugern sind Entwicklungen von sowohl technisch als auch ökonomisch optimierten Lösungen für Verteilnetzte geplant. Parallel hierzu leistet das Versuchsfeld einen Beitrag, die Optimierung der Regelbarkeit biomassebasierender Erzeugeranlagen auch im Umfeld anderer Erzeuger erneuerbarer Energie zu untersuchen.

Gefördert aus Mitteln von Europäischer Union und Europäischem Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) im Rahmen des Programmes Energie und Klimaschutz – RL EuK 2007, Antragsnummern 100127660 und 100143221

Europa fördert Sachsen. EFRE Europäischer Fonds für regionale Entwicklung

Europäische Union

Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Torgauer Str. 116, D-04347 Leipzig, www.dbfz.de
Contact person: sven.schmidt@dbfz.de
Phone: +49(0)341-2434-428, Fax: +49(0)341-2434-133

DBFZ Jahrestagung

1.-2. Oktober 2014 *im Mediencampus Villa Ida in Leipzig*

Dezentrale Kleinerzeuger können in ihrer Gesamtheit einen wichtigen Beitrag zur zukünftigen Strombereitstellung leisten. Mit Hilfe intelligenter Netzregelungen ist es möglich, eine Versorgung des Verbrauchers sicherzustellen und zusätzlich effektiv das Stromnetz zu stabilisieren bzw. Netzschwankungen zu kompensieren. Grundlage dafür ist eine belastbare Datenbasis insbesondere für Mehrgrößen- und modellbasierte Regelungen.

Innerhalb zweier Forschungsprojekte, die u. a. eine akteurspezifische Datenbereitstellung im Rahmen des Lieferkettenmanagements in der Energiewirtschaft über Webservices sowie die Integrationsmöglichkeiten von Brennstoffzellen zur flexiblen Verstromung von Biogas untersuchen, wurde am Deutschen Biomasseforschungszentrum für die Bereitstellung von Daten und die Entwicklung komplexer Regeleinrichtungen ein Versuchsfeld aus verschiedenen, dezentralen Energieerzeugern errichtet. Dabei wurden sowohl klassische Protokolle der Automation eingesetzt als auch eine Implementierung des Webservice-Protokolls für Stationsautomation/Dezentrale Erzeuger (IEC 61850), das sich derzeit noch im Draft-Status befindet.

Mit aus dem Versuchsfeld gewonnenen Daten können verschiedene Modelle geschaffen und Szenarien entwickelt werden, mit deren Hilfe Modelle und Regelalgorithmen zur bedarfsgerechten Strom- und Wärmebereitstellung entwickelt und evaluiert werden können. In Kombination mit geplanten Netzanalysen und den daraus resultierenden Anforderungen hinsichtlich des dynamischen Verhaltens von biomassebasierten Stromerzeugern sind Entwicklungen von sowohl technisch als auch ökonomisch optimierten Lösungen für Verteilnetzte geplant. Parallel hierzu leistet das Versuchsfeld einen Beitrag, die Optimierung der Regelbarkeit biomassebasierender Erzeugeranlagen auch im Umfeld anderer Erzeuger erneuerbarer Energie zu untersuchen.

Schlagworte: Kleinerzeuger erneuerbarer Energie, Dezentrale Energieerzeugung, Flexibilisierung Strombereitstellung, IEC 61850 Webservice, Smart Grid

Kontakt
Sven Schmidt
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig
Phone: +49 (0)341 2434-428
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: sven.schmidt@dbfz.de
www.dbfz.de

Konrad Hillebrand (DBFZ)

Begleitforschung im Spitzencluster Bioeconomy: Qualitätssicherung

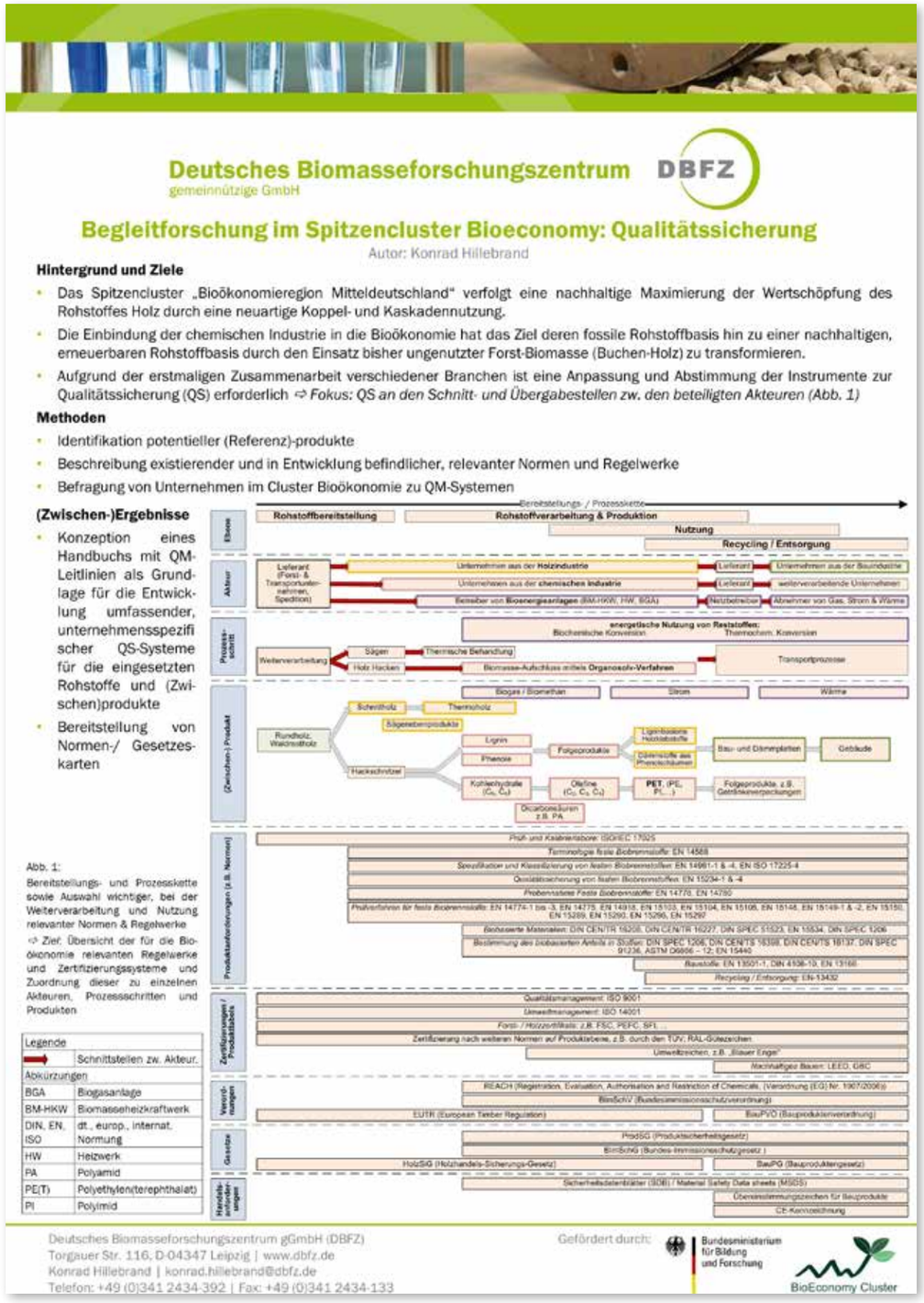


Abb. 1:
Bereitstellungs- und Prozesskette sowie Auswahl wichtiger, bei der Weiterverarbeitung und Nutzung relevanter Normen & Regelwerke
⇨ Ziel: Übersicht der für die Bioökonomie relevanten Regelwerke und Zertifizierungssysteme und Zuordnung dieser zu einzelnen Akteuren, Prozessschritten und Produkten

Im Spitzencluster Bioeconomy werden neuartige Nutzungspfade zur Nutzung von Buchenholz entwickelt. Dabei sollen sowohl qualitativ hochwertigere Buchenholzsortimente für neue Anwendungsformen im modernen Holzbau erschlossen werden als auch Nutzungsmöglichkeiten für Buchen-Waldrestholz aufgezeigt werden. So werden im Cluster z.B. chemische Prozesse zum Aufschluss von Holzhackschnitzeln entwickelt, um aus den Holzbestandteilen Cellulose, Lignin und Phenolen Plattformchemikalien für die Weiterverarbeitung in der chemischen Industrie zu gewinnen. Neben der Bereitstellung von chemischen Grundstoffen aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRos) liegt ein weiterer Schwerpunkt des Clusters auf der Entwicklung von Elementen für den innovativen Holzbau, wie z.B. Dämmstoffen. Durch die in der Entwicklung befindlichen, neuartigen Nutzungspfade soll die Nutzungskaskade des Rohstoffs Buchenholz ausgedehnt werden und der Rohstoff für andere Industriezweige erschlossen werden, um die stofflichen Nutzungsmöglichkeiten und die Wertschöpfungskette von Buchenholz zu erweitern. Durch eine Koppelproduktion verschiedener biobasierter Produkte soll eine optimale Ausnutzung des Rohstoffs Buchenholz erreicht werden. Die anfallenden Rest- und Abfallstoffe, welche nicht weiter stofflich genutzt werden können, sollen in einem Konzept zur energetischen Verwertung integriert werden.

Im Arbeitspaket 5.1.1.5 (Qualitätssicherung) der Begleitforschung des Spitzencluster Bioeconomy sollen die notwendigen Managementinstrumente und Hintergrundinformationen bereitgestellt werden, die die Etablierung eines umfassenden Qualitätssicherungs-Systems entlang der gesamten Supply Chain – von der Ernte des Rohstoffs über den Handel bis hin zum Holzaufschluss und der Weiternutzung der Plattformchemikalien – ermöglichen.

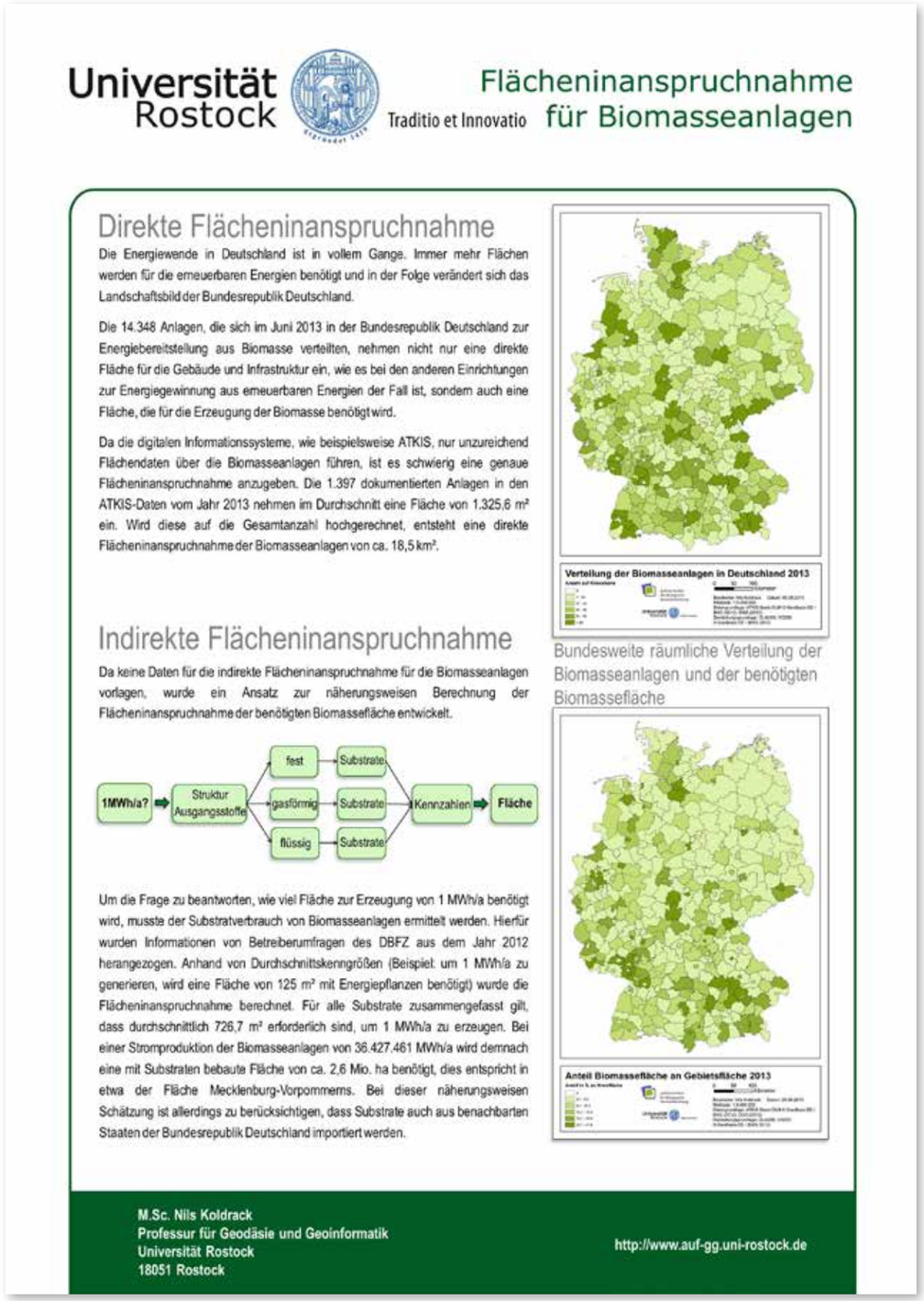
Somit soll den Clusterpartnern in Forschung und Industrie ein Überblick verschafft werden, an welchen Stellen kritische Schnitt- und Übergabestellen existieren. Zur Beschreibung dieser werden z.B. bereits bestehende wie auch in der Entwicklung befindliche Normen, gesetzliche Rahmenbedingungen und Zertifizierungsmechanismen, die für biobasierte Produkte potentiell relevant sein könnten, beschrieben. Somit wird bereits in einem frühen Stadium der Produktentwicklung die Basis für ein wirkungsvolles Qualitätssicherungskonzept gelegt bzw. versucht die neuen Produktionsprozesse optimal in bereits bestehende Qualitätsmanagementsysteme zu integrieren. Bei neu entwickelten Prozessen ist zum einen eine prozessinterne Qualitätssicherung einzuführen, zum anderen sind Qualitätssicherungsmaßnahmen an den Schnittstellen zwischen einzelnen beteiligten Unternehmen von Bedeutung, wobei der Schwerpunkt des Arbeitspakets auf dem letztgenannten Aspekt liegt.

Kontakt:

Konrad Hillebrand
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig
Telefon: +49 (0)341 2434-392
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: konrad.hillebrand@dbfz.de
www.dbfz.de

Nils Koldrack (Universität Rostock)

Flächeninanspruchnahme für Biomasseanlagen



Die Energiewende in Deutschland ist in vollem Gange. Immer mehr Flächen werden für die erneuerbaren Energien benötigt und in der Folge verändert sich das Landschaftsbild der Bundesrepublik Deutschland.

Die 14.348 Anlagen die sich im Juni 2013 in der Bundesrepublik Deutschland zur Energiebereitstellung aus Biomasse verteilten, nehmen nicht nur eine direkte Fläche für die Gebäude und Infrastruktur ein, wie es bei den anderen Einrichtungen zur Energiegewinnung aus erneuerbaren Energien der Fall ist, sondern auch eine Fläche, die für die Erzeugung der Biomasse benötigt wird.

Da die digitalen Informationssysteme, wie beispielsweise ATKIS, nur unzureichend Flächendaten über die Biomasseanlagen führen, ist es schwierig eine genaue Flächeninanspruchnahme anzugeben. Die 1.397 dokumentierten Anlagen in den ATKIS-Daten vom Jahr 2013 nehmen im Durchschnitt eine Fläche von 1.325,6 m² ein. Wird diese auf die Gesamtanzahl hochgerechnet, entsteht eine direkte Flächeninanspruchnahme der Biomasseanlagen von ca. 18,5 km².

Da keine Daten für die indirekte Flächeninanspruchnahme für die Biomasseanlagen vorlagen, wurde ein Ansatz zur näherungsweisen Berechnung der Flächeninanspruchnahme der benötigten Biomassefläche entwickelt. Um die Frage zu beantworten, wie viel Fläche zur Erzeugung von 1 MWh/a benötigt wird, musste der Substratverbrauch von Biomasseanlagen ermittelt werden. Hierfür wurden Informationen von Betreiberumfragen des DBFZ aus dem Jahr 2012 herangezogen. Anhand von Durchschnittskenngrößen (Beispiel: um 1 MWh/a zu generieren, wird eine Fläche von 125 m² mit Energiepflanzen benötigt) wurde die Flächeninanspruchnahme berechnet. Für alle Substrate zusammengefasst gilt, dass durchschnittlich 726,7 m² erforderlich sind, um 1 MWh/a zu erzeugen. Bei einer Stromproduktion der Biomasseanlagen von 36.427.461 MWh/a wird demnach eine mit Substraten bebaute Fläche von ca. 2,6 Mio. ha benötigt, dies entspricht in etwa der Fläche Mecklenburg-Vorpommerns. Bei dieser näherungsweisen Schätzung ist allerdings zu berücksichtigen, dass Substrate auch aus benachbarten Staaten der Bundesrepublik Deutschland importiert werden (Koldrack, 2013).

Literaturverzeichnis:

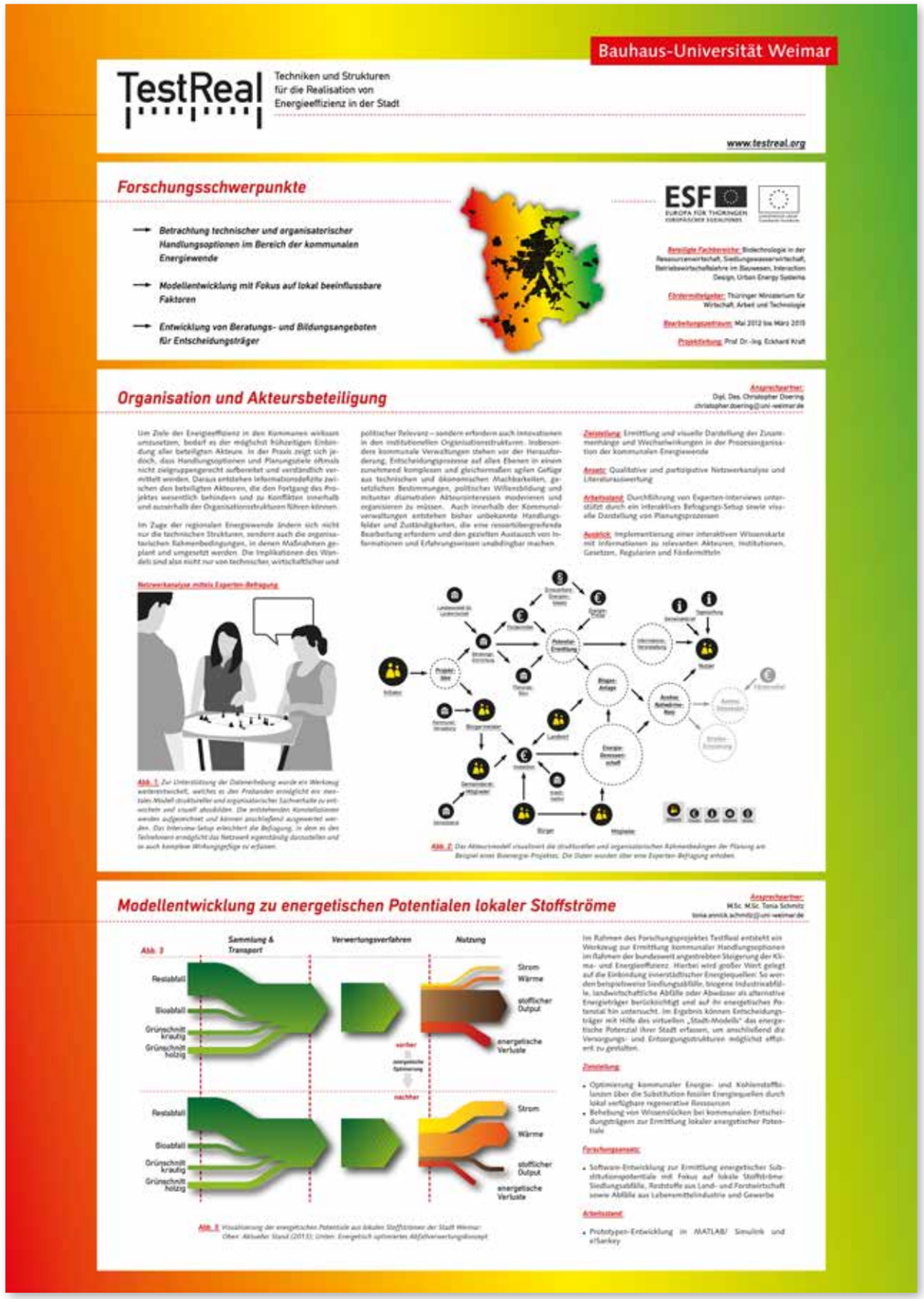
Koldrack, N. (2013): Flächeninanspruchnahme für Energieinfrastruktur, Universität Rostock, Masterarbeit

Kontakt:

M.Sc. Nils Koldrack
Professur für Geodäsie und Geoinformatik
Universität Rostock
18051 Rostock
E-Mail: nils.Koldrack@uni-rostock.de

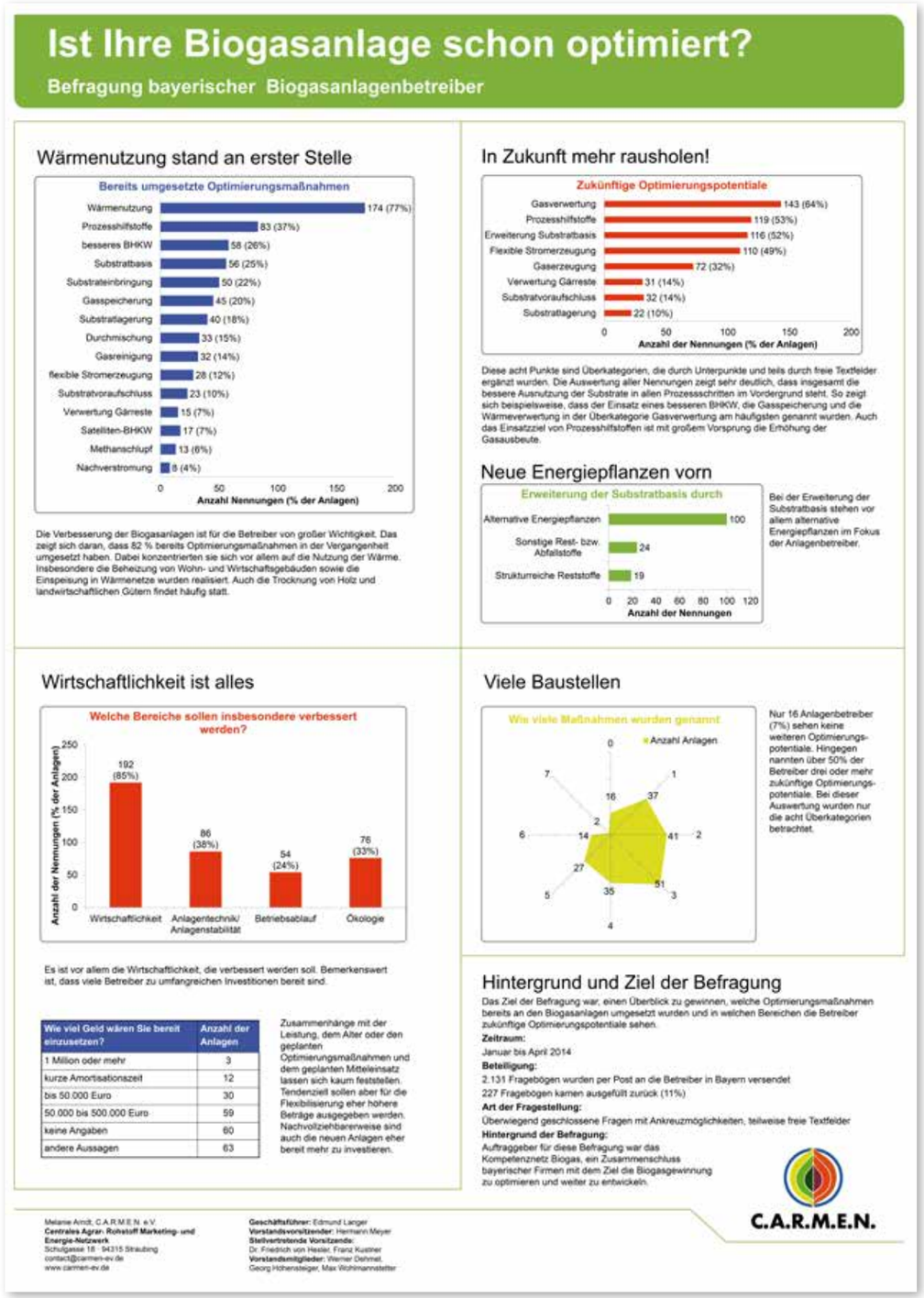
M.Sc. M.Sc. Tonia Schmitz, Dipl. Des. Christopher Doering (Bauhaus-Universität Weimar)

TestReal - Techniken und Strukturen für die Realisation von Energieeffizienz in der Stadt



Melanie Arndt (C.A.R.M.E.N. e.V.)

Marktanalyse zu Optimierungsmaßnahmen bei Biogasanlagen in Bayern



C.A.R.M.E.N., die bayerische Koordinierungsstelle für Nachwachsende Rohstoffe und Erneuerbare Energien, führte 2014 im Auftrag des Kompetenznetzes Biogas eine Marktanalyse zu Optimierungsmaßnahmen bei Biogasanlagen in Bayern durch. Ziel des Kompetenznetzes Biogas ist unter anderem die Weiterentwicklung der Biogastechnologie. Von den beteiligten Firmen werden Neu- und Weiterentwicklungen in verschiedenen Bereichen angestrebt. Dies macht eine gute Kenntnis des Ist-Zustandes bei den Biogasanlagen in Bayern und der Anforderungen der Betreiber notwendig. Insbesondere Informationen über das Potential für Optimierungsmaßnahmen und die Zahlungsbereitschaft der Betreiber stellen für die Firmen die Grundlage für weitere Entwicklungen dar.

Insgesamt wurden 2.131 Biogasanlagenbetreiber in Bayern per Brief angeschrieben. Im Zeitraum Februar und März 2014 wurde ein Rücklauf von 227 Fragebögen erzielt.

Die große Bereitschaft der Anlagenbetreiber zur Verbesserung ihrer Biogasanlagen zeigt sich deutlich darin, dass bereits 82% Optimierungsmaßnahmen durchgeführt haben. Bei den bereits umgesetzten Optimierungsmaßnahmen ergeben sich unverkennbare Schwerpunkte. Die mit Abstand häufigste Optimierungsmaßnahme stellt die Wärmenutzung dar, die von 77% der Betreiber genannt wurde. Mit deutlichem Abstand folgt der Einsatz von Prozesshilfsstoffen bei 37% der Betreiber.

Danach gefragt, in welchen Bereichen sie in Zukunft Optimierungspotentiale sehen, nannten 64% der Anlagenbetreiber die Optimierung der Gasverwertung. Wiederum an zweiter Stelle mit 53% steht der Einsatz von Prozesshilfsstoffen. Mit 52% und 49% stellen die Bereiche Erweiterung der Substratbasis und Flexible Stromerzeugung wichtige Optimierungsmaßnahmen dar. Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Betreiber vor allem darauf abzielen, aus dem vorhandenen Input mehr Ertrag herauszuholen. Ziel der Maßnahmen ist zu vorderst die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit. Dafür sind die Betreiber bereit umfangreiche Investitionen zu tätigen.

Schlagworte: Biogas, Wirtschaftlichkeit, Optimierung

Kontakt:
Dipl.-Geographin Melanie Arndt
C.A.R.M.E.N. e.V.
Schulgassse 18
94315 Straubing
Tel.: 09421 960 335
E-Mail: ma@carmen-ev.de

Dr.-Ing. Marko Burkhardt, Michael Tietze (BTU Cottbus-Senftenberg, GICON GmbH)

Biologisch katalysierte Methanisierung für die Power to Gas Strategie

GICON®
Großmann Ingenieur Consult GmbH

Brandenburgische Technische Universität Cottbus - Senftenberg

Biologisch katalysierte Methanisierung für die Power to Gas Strategie

Dr.-Ing. Marko Burkhardt, *Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, Lehrstuhl Abfallwirtschaft*
Dipl.-Ing. Michael Tietze, *GICON Großmann Ingenieur Consult GmbH, Dresden*

Einleitung

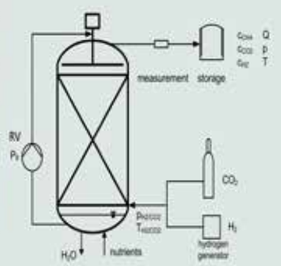
Die Grundvoraussetzung für eine nachhaltige Energieversorgung aus erneuerbaren Ressourcen liegt in ihrer Speicherung. Die Zwischenspeicherung in Zeiten eines Überangebotes an Wind- und Solarstrom ist notwendig, um in Zeiten des Unterangebotes die Nachfrage bedarfsgerecht abdecken zu können. Ziel der Power to Gas Strategie ist die Umwandlung von elektrischer Energie in chemisch gebundene Energie. Per Elektrolyse erzeugter Wasserstoff bietet sich zur Rückverstromung, Nutzung in H_2-betriebenen Autos, in begrenztem Umfang zur Einspeisung ins Erdgasnetz oder zur Methanbildung (CH_4) an. Methan stellt dabei das bevorzugte Zielprodukt dar, weil es technisch gut handhabbar ist und durch die umfassend vorhandene Erdgas-Infrastruktur fast überall sehr gut speicher- und transportierbar ist. Methan kann mittels des chemisch-physikalischen Sabatierprozesses oder der biologisch katalysierten Methanisierung gebildet werden.
Das am Lehrstuhl Abfallwirtschaft der BTU Cottbus-Senftenberg entwickelte biokatalysierte Verfahren im Rieselbett (Patentnummer: DE 102013209734.4) ist eine Alternative zu energieaufwendigen und kostenintensiven Prozessen. Nach umfangreichen Versuchen im Labormaßstab (Abbildung 1) wurde eine Pilotanlage (Abbildung 2) im Großtechnikum Cottbus der GICON GmbH errichtet.

Material und Methoden

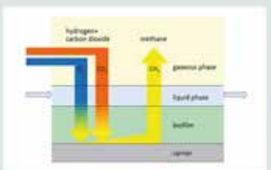
Die im Labormaßstab verwendeten Reaktoren besitzen ein Rieselbettvolumen von 61 l. Durch Rezirkulation von Prozessflüssigkeit wird die Nährstoffversorgung des sich auf den Füllkörpern gebildeten Biofilms sichergestellt. Die gasförmigen Substrate Wasserstoff (H_2) und Kohlendioxid (CO_2) durchströmen das Rieselbett von unten nach oben (Abbildung 3). Das entstehende Gas wird kontinuierlich aus dem Reaktionsraum abgeführt und analysiert. Dabei werden die Konzentrationen von Sauerstoff, Kohlendioxid, Wasserstoff und Methan erfasst.
Die Besonderheit des Verfahrens liegt in der biologischen Umsetzung von H_2 und CO_2 zu CH_4. Der dabei ablaufende Stoffaustausch in dem sich ausbildenden drei Phasensystem (Biofilm, Flüssig- und Gasphase) ist in Abbildung 4 dargestellt. Die Reaktion läuft im mesophilen Bereich und bei Umgebungsdruck nach dem stöchiometrischen Verhältnis H_2:CO_2 von 4:1 ab.
Die Technikumsanlage der GICON GmbH weist ein Volumen von 10 m³ auf und dient zur Verifizierung der im Labor erzielten Ergebnisse und zur Überprüfung von Up-Scale-Effekten. Darüberhinaus wird die Eignung des Verfahrens für die Methananreicherung im Biogas untersucht.

▲ Abbildung 2: Technikumsreaktor Firma Gicon

▲ Abbildung 1: Laboranlage BTU Cottbus-Senftenberg, Lehrstuhl Abfallwirtschaft



▲ Abbildung 3: schematische Darstellung der Rieselbett-Anlage



◀ Abbildung 4: Methanisierung im 3-Phasensystem

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Unter der Voraussetzung einer konstant anaeroben Atmosphäre konnte in den Veresuchen ein nahezu vollständiger und stabil ablaufender Umsatz von H_2 und CO_2 zu CH_4 erreicht werden. Dabei wurden Methankonzentrationen am Ausgang des Reaktors von cCH_4 = 98 Vol.% gemessen. In den Laborversuchen wurde eine Raumbeladung von BR = 6 $Nm^3H2/(m^{3*}d)$ und eine Methanproduktivität von 1,49 $Nm^3CH4/(m^{3*}d)$ erreicht. Damit weist das Rieselverfahren eine 13-mal höhere Leistungsfähigkeit als andere bekannte biokatalytische Verfahren [Kratjete, 2012] auf.
Der Vorteil des Rieselbettreaktors wird in der Ausbildung des Drei-Phasensystems gesehen, wodurch ein erhöhter Transport an Substrat in den Biofilm und somit ein erhöhter Konzentrationsgradient in der Grenzschicht erreicht wird. Alternative Systeme wie Membranen und schnell rotierende Rührer ermöglichen zwar eine höhere Produktivität [Peillex et al., 1990] gegenüber dem Rieselbettverfahren, sind aber aufgrund sehr kleiner Reaktorvolumina und hohen Energieverbrauchs vergleichsweise unwirtschaftlich.
In den Versuchen konnte außerdem nachgewiesen werden, dass mit dem Rieselbettverfahren eine flexible Methanproduktion möglich ist. Es ist daher möglich, kurzfristig auf Bedarfsschwankungen und die Verfügbarkeit von Reaktionssubstrat zu reagieren.

Literatur

Krajete, A., 2012. WO 2012/110256A1, 2012. method of converting carbon dioxide and hydrogen to methane by microorganisms, patent.
Peillex, J.P., Fardeu, M. L., Belaich, J.P., 1990. Growth of Methanobacterium thermoautotrophicum on H_2-CO_2: High CH_4 productivities in continuous Culture, biomass. 21(4), 315-321.

GICON Großmann Ingenieur Consult GmbH
Dipl.-Ing. Michael Tietze | Tiergartenstr. 48 | 01219 Dresden | Telefon: +49 351 47878-737
Fax: +49 351 47878-78 | www.gicon.de

Fakultät Umweltwissenschaften und Verfahrenstechnik | Lehrstuhl Abfallwirtschaft
Dr.-Ing. Marko Burkhardt | Siemens-Halske-Ring 8 | 03046 Cottbus | Telefon: +49 355 69-4330
Fax: +49 355 69-4335 | www.tu-cottbus.de/fakultaet4/de/abfallwirtschaft

Der Umstieg von konventionellen auf erneuerbare Energien wird vor allem dadurch gebremst, dass die Möglichkeiten der Zwischenspeicherung bei einem kurzfristigen Überangebot von Solar-, oder Windenergie derzeit noch begrenzt sind. Ein Weg der Speicherung ist die elektrolytische Spaltung von Wasser in Wasserstoff (H2) und Sauerstoff (O2) mit anschließender Umwandlung des H2 in Methan (CH4). Nun besteht die Möglichkeit der Einspeisung in das bereits bestehende Erdgasnetz und daraus resultierend, den Anschluss der Endverbraucher an den Energiestrom. Die biologisch katalysierte Methanisierung besitzt, im Gegensatz zu physikalisch-chemischen Prozessen den Vorteil des geringeren Energieverlustes und der einfacheren Handhabung. Weiterhin ist sie wesentlich resistenter gegen Kontamination durch CH4, H2S oder organische Säuren. Derzeit findet die biologische Methode allerdings noch wenig Anwendung. Dies soll sich durch die anaerobe Umsetzung im Rieselbettreaktor verbessert werden, wofür der Lehrstuhl Abfallwirtschaft ein Patent hat (Patentnummer: DE10201309734.4).

Das Rieselbettverfahren unterscheidet sich von den anderen bisher angewendeten Verfahren durch die Ausbildung eines Biofilms auf Füllkörpern. In diesem sind die Mikroorganismen immobilisiert. Durch diesen Aufbau liegt ein Drei-Phasensystem vor, welches durch intensiven Stofftransport zwischen Gas, Flüssigkeit und Biofilm gekennzeichnet ist. Damit konnten in den bisherigen Versuchen CH4 Konzentrationen von 98 % (v/v) erreicht werden, bei gleichzeitig fast vollständigem Abbau des H2. Damit ist die Leistungsfähigkeit des Rieselbettverfahrens ca. 13-mal höher als bei anderen biokatalytischen Verfahren.

Ein stabiler kontinuierlicher Prozess im Labormaßstab wurde bisher bei einer Raumbeladung von 6 $Nm^3H2/(m^3*d)$ und einer Methanproduktivität von 1,49 $Nm^3CH4/(m^3*d)$ erreicht. Desweiteren wurde in ersten Versuchen bestätigt, dass Bedarfsschwankungen und eine flexible Methanproduktion für das Rieselbettverfahren kein Hindernis darstellen.

In weiteren Versuchen sollen die Ergebnisse in einer Technikumsanlage der Firma Gicon GmbH verifiziert werden. Weiterhin werden mit dieser Anlage Up-Scaling-Effekte des Prozesses untersucht, die bei einer Volumenzunahme von 61 l auf 10 m^3 auftreten.

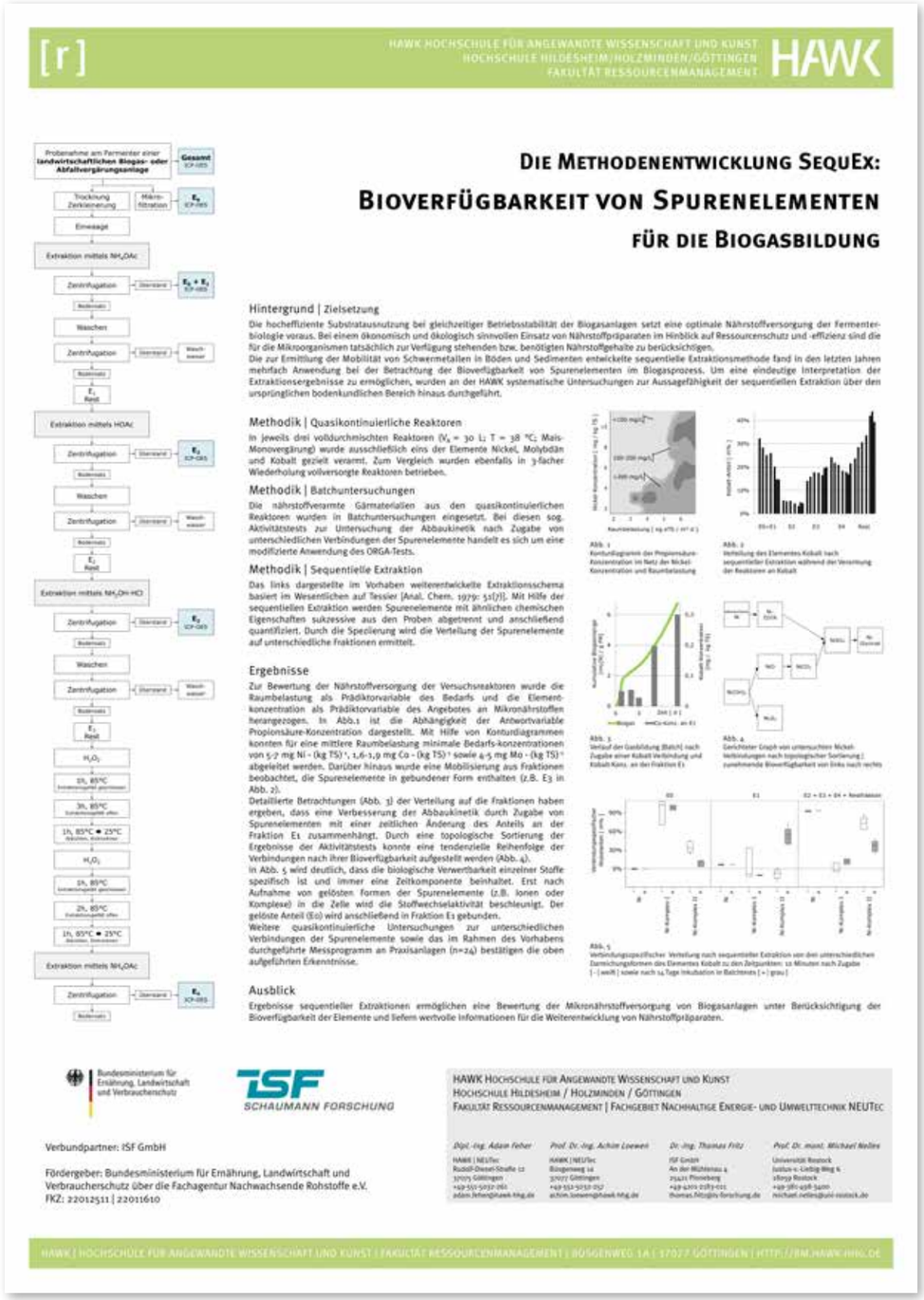
Schlagwörter: biologisch katalysierte Methanisierung, Rieselbettverfahren, Methansteigerung, Wasserstoffverwendung

Kontakt:
GICON Großmann Ingenieur Consult GmbH
Dipl.-Ing. Michael Tietze
Tiergartenstr. 48
01219 Dresden
Telefon: +49 351 47878-737
Fax: +49 351 47878-78
www.gicon.de

Fakultät Umweltwissenschaften und Verfahrenstechnik
Lehrstuhl Abfallwirtschaft
Dr.-Ing. Marko Burkhardt
Siemens-Halske-Ring 8
03046 Cottbus
Telefon: +49 355 69-4330
Fax: +49 355 69-4335
ww.tu-cottbus.de/fakultaet4/de/abfallwirtschaft

Adam Feher, Prof. Dr.-Ing. Achim Loewen, Dr.-Ing. Thomas Fritz, Prof. Dr. mont. Michael Nelles (HAWK | NEUTec, ISF GmbH, Universität Rostock)

Die Methodenentwicklung SequEx: Bioverfügbarkeit von Spurenelementen für die Biogasbildung



DIE METHODENENTWICKLUNG SEQUEX:
BIOVERFÜGBARKEIT VON SPURENELEMENTEN
FÜR DIE BIOGASBILDUNG

Hintergrund | Zielsetzung

Methodik | Quasikontinuierliche Reaktoren

Methodik | Batchuntersuchungen

Methodik | Sequentielle Extraktion

Ergebnisse

Ausblick

Verbundpartner: ISF GmbH

Fördergeber: Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
FKZ: 22012511 | 22011610

In der Folge eines vermehrten Einsatzes von Energiepflanzen in landwirtschaftlichen Biogasanlagen und der damit verbundenen Erhöhung der organischen Raumbelastung wurde die Notwendigkeit der Einstellung einer optimalen Spurenelementversorgung (SE-Versorgung) der Fermenterbiologie erkannt. In der Praxis wird die SE-Versorgung der Fermenterbiologie durch Supplementierung sichergestellt, indem SE-Präparate in den Fermenter gegeben werden. Anlagenindividuelle Hilfsstoffe werden zwar bereits auf dem Markt angeboten, jedoch erlaubt die Analyse der Gesamtgehalte eine Differenzierung der für die Mikroorganismen tatsächlich zur Verfügung stehenden bzw. benötigten SE nicht.

Aus den vorhandenen wenigen Mechanismen, die den Mikroorganismen den Transport der SE zum Wirkungsort ermöglichen, lässt sich schließen, dass die Bioverfügbarkeit der SE durch deren Darreichungsform bestimmt wird. Die sequentielle Extraktion (SequEx) bietet eine Möglichkeit der Speziierung an, bei der SE mit ähnlichen chemischen Eigenschaften sukzessive aus den Proben abgetrennt, fraktioniert und anschließend quantifiziert werden. Um eine eindeutige Interpretation der Extraktionsergebnisse zu ermöglichen, wurden systematische Untersuchungen zur Aussagefähigkeit der SequEx durchgeführt. Versuchsreaktoren wurden an ausschließlich einem der Elemente Ni, Mo bzw. Co verarmt, um die unterversorgten Gärmaterialien in den anschließenden Untersuchungen einzusetzen. Dabei wurde der Einfluss von zahlreichen chemischen SE-Verbindungen der drei Elemente auf den anaeroben Abbau in Batch-Tests und in kontinuierlichen Ansätzen ermittelt. Begleitet wurden die Gärversuche mit SequEx, um zu unterschiedlichen Zeitpunkten die Verteilung der SE auf die Fraktionen zu bestimmen.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass Mikroorganismen nur in gelöster Form vorliegenden SE verwerten können, jedoch nicht in der Lage sind alle in der Lösung vorhandenen Darreichungsformen aufzunehmen. Im Fall einer Erhöhung der Abbaugeschwindigkeit durch SE-Supplementierung wurde eine Zunahme einer bestimmten Fraktion beobachtet, die am Feststoff der Originalprobe gebunden ist. Weitere am Feststoff gebundene Fraktionen werden nach unterschiedlichen Zeiten der Fermenterbiologie zugänglich, sodass mit Hilfe der SequEx unterschiedlich schnell bioverfügbare Anteile der SE bestimmt werden können. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Bewertung der einzelnen Fraktionen elementspezifisch vorzunehmen ist. Anderseits beeinflusste die Veränderung der Verteilung eines Elementes die Verteilung der anderen nicht, sodass keine Interaktion der SE beobachtet wurde.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die sequentielle Extraktion eine Bewertung der Spurenelementversorgung von Biogasanlagen unter Berücksichtigung der Bioverfügbarkeit der Elemente ermöglicht und wertvolle Informationen für die Weiterentwicklung von Nährstoffpräparaten liefert. Durch ein Messprogramm an Praxisanlagen konnten die oben aufgeführten Erkenntnisse bestätigt werden.

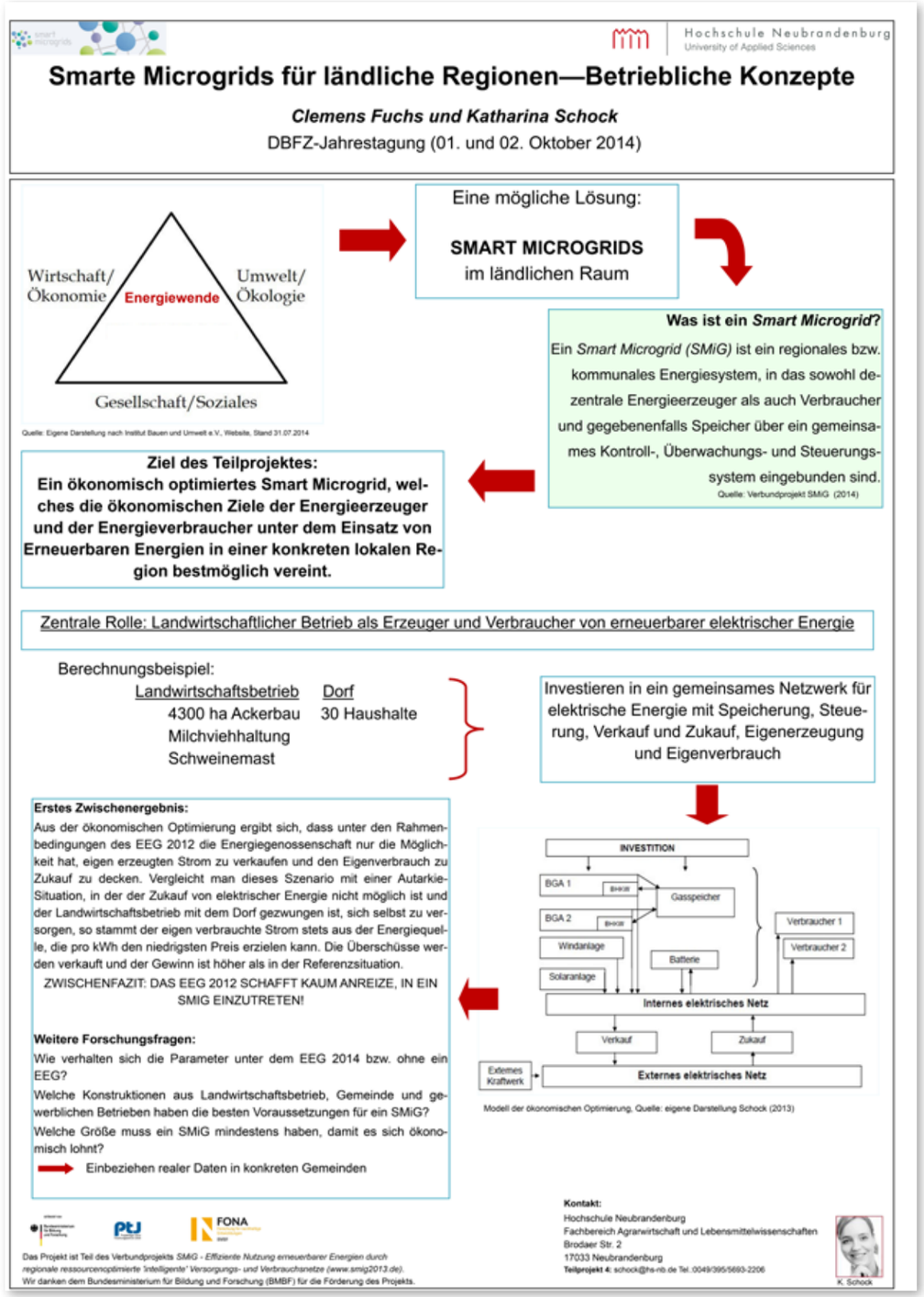
Kontakt:
Dipl.-Ing. Adam Feher [HAWK-HHG|NEUTec], Prof. Dr.-Ing. Achim Loewen [HAWK-HHG|NEUTec]
HAWK-HHG Hochschule für Angewandte Wissenschaft und Kunst Hildesheim / Holzminden / Göttingen,
Fakultät Ressourcenmanagement - Fachgebiet Nachhaltige Energie- und Umwelttechnik NEUTec,
Rudolf-Diesel-Straße 12, D-37075 Göttingen
E-Mail: adam.feher@hawk-hhg.de / achim.loewen@hawk-hhg.de

Dr.-Ing. Thomas Fritz [ISF GmbH]
ISF Schaumann Forschung GmbH,
Wiesenweg 32, 23812 Wahlstedt

Prof. Dr. mont. Michael Nelles [Universität Rostock]
Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät - LS Abfall- und Stoffstromwirtschaft,
Justus-von-Liebig-Weg 6, 18051 Rostock,
E-Mail: michael.nelles@uni-rostock.de

Clemens Fuchs, Katharina Schock (Hochschule Neubrandenburg)

Smarte Microgrids für ländliche Regionen – Betriebliche Konzepte



An die in Deutschland beschlossene Energiewende wird politisch und gesellschaftlich der Anspruch gestellt, dass diese sozial, akzeptiert, ökonomisch, dezentral und volkswirtschaftlich vertretbar sein soll. Es stellt sich in vielerlei Hinsicht die Frage, wie dieser Anspruch erfüllt werden kann. Eine mögliche Lösung können sog. Smart Microgrids (SMiG) im ländlichen Raum sein. Smart Microgrids sind regionale bzw. kommunale Energiesysteme, in die sowohl dezentrale Energieerzeuger als auch Verbraucher und gegebenenfalls Speicher über ein gemeinsames Kontroll-, Überwachungs- und Steuerungssystem eingebunden sind. Ziel ist es, Strom aus erneuerbaren Energien dezentral und effizient zu erzeugen und zu verbrauchen.

Betriebliche Konzepte: In einem Smart Microgrid spielen verschiedene In- und Outputgrößen eine Rolle, die durch die unterschiedlichen Akteure bestimmt und charakterisiert werden. Eine zentrale Rolle übernimmt der Landwirtschaftsbetrieb, der gleichzeitig Energieerzeuger und –verbraucher ist. Durch das Betreiben einer Biogasanlage mit eigenem Gärsubstrat, einer PV-Anlage auf den Wirtschaftsgebäuden oder einem Windrad auf den Ackerflächen übernimmt der Landwirt die Energieproduktion. Dabei bestimmen die verschiedenen Betriebszweige des Landwirts seinen Eigenbedarf an elektrischer Energie. Das angegliederte Dorf erzeugt durch seinen Stromverbrauch Lastkurven, die beispielsweise je nach Jahreszeit unterschiedlich in ihren Verläufen sein können. Eine weitere interessante Position nehmen gewerbliche Betriebe mit einem erhöhten Strombedarf ein. Es stellt diesbezüglich beispielsweise die Frage, ob ein angepasstes Verhalten des Großverbrauchers die Stromkosten des Dorfes senken könnte. Dieser könnte seine Anlage zu einem Zeitpunkt betreiben, an dem aus Wind- oder Sonnenenergie günstigerer Strom gewonnen werden kann als aus der Biogasanlage.

Ein ökonomisches Modell optimiert die Erzeugung, den Verbrauch, den Zukauf und der Verkauf von elektrischer Energie in einem SMiG. Erste Ergebnisse zeigen, dass das EEG 2012 wenig Anreiz bietet, in ein SMiG einzusteigen. Der Verkauf des Stroms auf herkömmlichem Weg ist in diesem Fall am lukrativsten und verzeichnet den geringsten Aufwand für den Stromerzeuger. Wie verhält es sich nun aber unter den Bedingungen des EEG 2014 oder ohne jegliche politische Regulierungen? Diesen Fragen geht das Teilprojekt „Betriebliche Konzepte“ nach und entwirft für Smart Microgrids im ländlichen Raum unter verschiedenen Bedingungen Konzepte zur Durchführung eines Kleinstnetzwerkes.

Das Projekt ist Teil des Verbundprojekts SMiG - Effiziente Nutzung erneuerbarer Energien durch regionale ressourcenoptimierte ‚intelligente‘ Versorgungs- und Verbrauchsnetze (www.smig2013.de).

Wir danken dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die Förderung des Projekts (Förderkennzeichen: 03EK3524C).

Schlagworte: Landwirtschaft und Dezentrale Energieversorgung, Ökonomische Optimierung, Betriebliche Konzepte, Erneuerbare Energien

Kontakt:
Clemens Fuchs, Katharina Schock
Hochschule Neubrandenburg, Fachbereich Agrarwirtschaft und Lebensmittelwissenschaften,
Brodaer Str. 2,
17033 Neubrandenburg,
E-Mail: c.fuchs@hs-nb.de, schock@hs-nb.de

Simone Witzel, Theodor Fock (Hochschule Neubrandenburg)

Regionale Wertschöpfung Smarter Microgrids

Hochschule Neubrandenburg
University of Applied Sciences

Regionale Wertschöpfung Smarter Microgrids

Simone Witzel, Theodor Fock
DBFZ-Jahrestagung (01. und 02. Oktober 2014)

Hintergrund

Im Zuge der in Deutschland beschlossenen Energiewende ist die Entwicklung weg von zentralen Großkraftwerken hin zu dezentralen Erzeuger – und Verbrauchernetzwerken politisch und gesellschaftlich gefordert. Diese Entwicklung findet zumeist in den ländlichen Regionen statt und benötigt „intelligente“ Strukturen der Energieerzeugung und –verteilung. Verschiedene Akteure können in einem sogenannten *Smart Microgrid* zusammen gebracht werden und eine Wertschöpfungskette bilden. Ziel ist es, elektrische Energie, die mittels erneuerbarer Energien erzeugt wird, effizient zu nutzen. Die Frage ist, ob und wie verschiedene ländliche Regionen von diesen *Smart Microgrids* profitieren können.

Was ist ein *Smart Microgrid*?

Ein *Smart Microgrid (SMiG)* ist ein regionales bzw. kommunales Energiesystem, in das sowohl dezentrale Energieerzeuger als auch Verbraucher und Speicher über ein gemeinsames Kontroll-, Überwachungs- und Steuerungssystem eingebunden sind.

Abb. 1: Darstellung eines *Smart Microgrid*, Quelle: Verbundprojekt SMiG (2014)

Untersuchungsregionen

Die Einbindung erneuerbarer Energien in dezentrale Netzstrukturen wird für die beiden Landkreise Mecklenburgische Seenplatte in Mecklenburg-Vorpommern und Goslar in Niedersachsen eingehender untersucht. Vor allem sozioökonomische Effekte einer Anwendung verstärkter regionalisierter Energieerzeugung werden modelliert. Berücksichtigt werden insbesondere regionale Wertschöpfung, Beschäftigungseffekte, Investitionen und regionale Wertschöpfungsketten.

Abb. 2: Der Landkreis Goslar und seine Lage in Niedersachsen
Quelle: shttp://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Municipalities_in_GS.svg (Zugriffsdatum: 28.04.2014)

Abb. 3: Der Landkreis Mecklenburgische Seenplatte
Quelle: http://www.geoport-lk-mse.de/geoportal/index.php (28.04.2014)

Methoden

Die Berechnungen erfolgen auf Grundlage eines räumlich skalierbaren ökonomischen Modells des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), um Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte zu quantifizieren.
Drei Wertschöpfungskomponenten fließen in die Berechnung ein:
1) die um die Gewinnsteuern bereinigten Gewinne der beteiligten Unternehmen
2) die Nettoeinkommen der beteiligten Beschäftigten
3) die auf die Unternehmensgewinne und die Bruttoeinkommen gezahlten Steuern (Hirschl et al. 2010).

Diese Untersuchungen sollen darüber hinaus auf jeweils drei Gemeinden ausgedehnt werden, in denen nicht nur Bruttoeffekte ermittelt, sondern auch Nettoeffekte quantifiziert werden können. Somit können regionale Wertschöpfungseffekte einer dezentralen Energieerzeugung an konkreten Beispielen aufgezeigt werden.

Literatur

Hirschl, B., A. Aretz, A. Prahl, T. Böther, K. Heinbach, D. Pick und S. Funcke (2010). Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Schriftenreihe des IÖW 196/10. Berlin, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW): 267 Seiten.

Das Projekt ist Teil des Verbundprojekts *SMiG - Effiziente Nutzung erneuerbarer Energien durch regionale ressourcenoptimierte 'intelligente' Versorgungs- und Verbrauchsnetze (www.smig2013.de).*
Wir danken dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die Förderung des Projekts.

Kontakt:
Hochschule Neubrandenburg
Fachbereich Agrarwirtschaft und Lebensmittelwissenschaften
Brodaer Str. 2
17033 Neubrandenburg
witzel@hs-nb.de
Tel.: 0049/395/5693-2304
fock@hs-nb.de
Tel.: 0049/395/5693-2101

1. Hintergrund

Im Zuge der in Deutschland beschlossenen Energiewende ist die Entwicklung weg von zentralen Großkraftwerken hin zu dezentralen Erzeuger – und Verbrauchernetzwerken politisch und gesellschaftlich gefordert. Diese Entwicklung findet zumeist in den ländlichen Regionen statt und benötigt „intelligente“ Strukturen der Energieerzeugung und –verteilung. Verschiedene Akteure können in einem sogenannten Smart Microgrid zusammen gebracht werden und eine Wertschöpfungskette bilden. Ein Smart Microgrid (SMiG) ist ein regionales bzw. kommunales Energiesystem, in das sowohl dezentrale Energieerzeuger als auch Verbraucher und gegebenenfalls Speicher über ein gemeinsames Kontroll-, Überwachungs- und Steuerungssystem eingebunden sind. Ziel ist es, elektrische Energie, die mittels erneuerbarer Energien erzeugt wird, effizient zu nutzen. Die Frage ist, ob und wie verschiedene ländliche Regionen von diesen Smart Microgrids profitieren können.

2. Ermittlung regionalökonomischer Effekte

Die Einbindung erneuerbarer Energien in dezentrale Netzstrukturen wird für die beiden Landkreise Mecklenburgische Seenplatte in Mecklenburg-Vorpommern und Goslar in Niedersachsen eingehender untersucht. Vor allem sozioökonomische Effekte einer Anwendung verstärkter regionalisierter Energieerzeugung werden modelliert. Berücksichtigt werden insbesondere regionale Wertschöpfung, Beschäftigungseffekte, Investitionen und regionale Wertschöpfungsketten. Die Berechnungen erfolgen auf Grundlage eines räumlich skalierbaren ökonomischen Modells des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IOW), um Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte zu quantifizieren. Drei Wertschöpfungskomponenten fließen in die Berechnung ein:

- die um die Gewinnsteuern bereinigten Gewinne der beteiligten Unternehmen
- die Nettoeinkommen der beteiligten Beschäftigten
- die auf die Unternehmensgewinne und die Bruttoeinkommen gezahlten Steuern (Hirschl et al. 2010).

Diese Untersuchungen sollen darüber hinaus auf jeweils drei Gemeinden ausgedehnt werden, in denen nicht nur Bruttoeffekte ermittelt, sondern auch Nettoeffekte quantifiziert werden können. Somit können regionale Wertschöpfungseffekte einer dezentralen Energieerzeugung an konkreten Beispielen aufgezeigt werden.

Das Projekt ist Teil des Verbundprojekts SMiG - Effiziente Nutzung erneuerbarer Energien durch regionale res-sourcenoptimierte 'intelligente' Versorgungs- und Verbrauchsnetze (www.smig2013.de).

Wir danken dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die Förderung des Projekts (Förder-kennzeichen: 03EK3524C).

3. Literatur

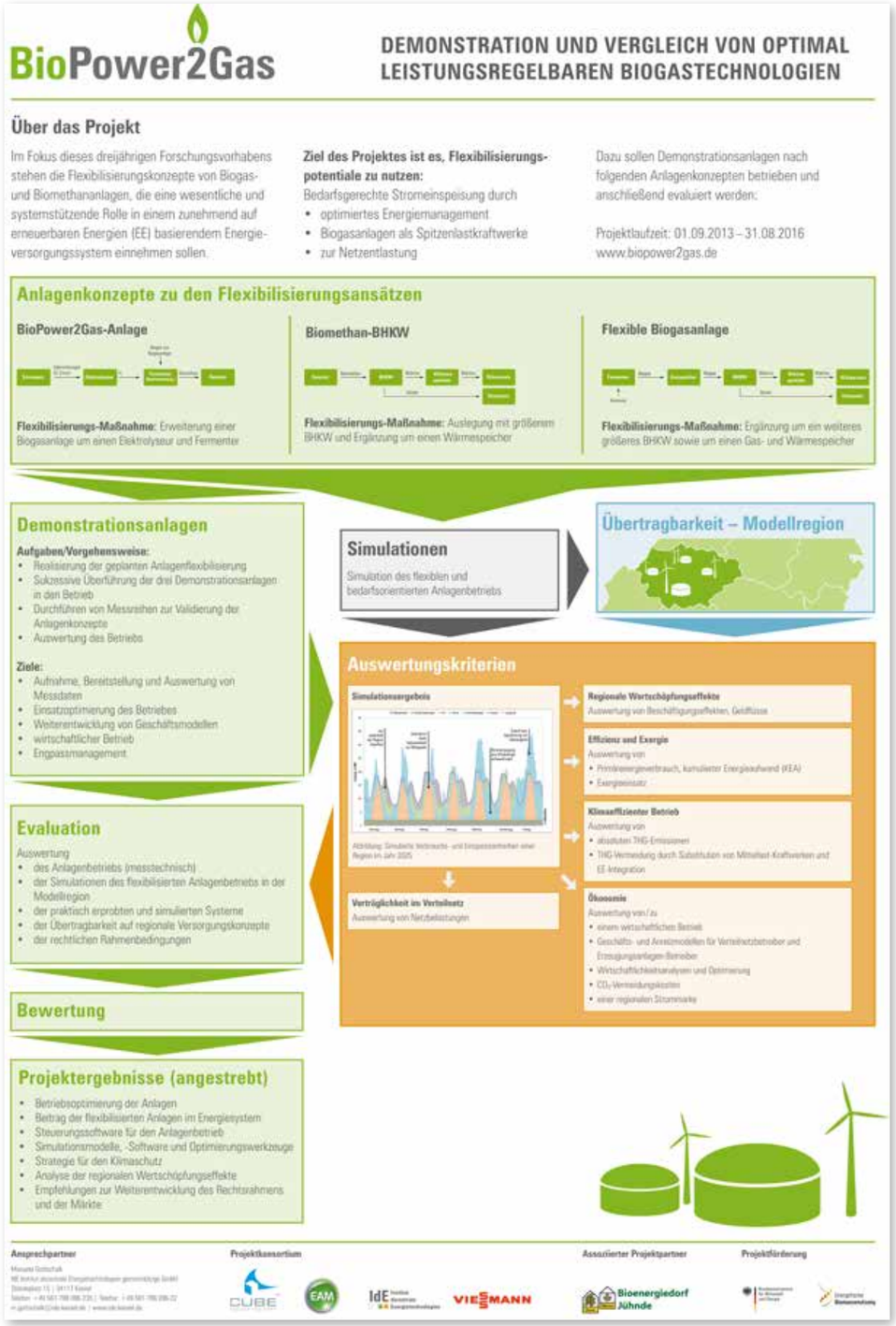
Hirschl, B., A. Aretz, A. Prahl, T. Böther, K. Heinbach, D. Pick und S. Funcke (2010). Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Schriftenreihe des IÖW 196/10. Berlin, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW): 267 Seiten.

Schlagwörter: Regionale Wertschöpfung, Smart Microgrids, dezentrale Energieerzeugung

Kontakt:
Hochschule Neubrandenburg,
Fachbereich Agrarwirtschaft und Lebensmittelwissenschaften
Brodaer Str. 2,
17033 Neubrandenburg
witzel@hs-nb.de und fock@hs-nb.de

John Sievers, Karin Miller, Manuela Gottschalk (IdE Institut dezentrale Energietechnologien)

BioPower2Gas - Demonstration und Vergleich von optimal leistungsregelbaren Biogastechnologien



Im Fokus dieses dreijährigen Forschungsvorhabens stehen unterschiedliche flexibilisierende Technologien für Biogas- und Biomethananlagen zur bedarfsgerechten Stromerzeugung unter den Prämissen der Direktvermarktung durch das EEG 2012 bzw. 2014. Die flexiblen Fahrweisen der drei Anlagentypen Biogasanlage, Biomethan-Blockheizkraftwerk (BHKW) und BioPower2Gas-Anlage sollen simuliert sowie zur Demonstration im Praxisbetrieb klimaeffizient, energetisch und wirtschaftlich optimiert betrieben und evaluiert werden.

Es werden drei Anlagenkonzepte im Rahmen des Projektes erprobt, demonstriert und evaluiert. Die BioPower-2Gas-Anlage ist eine Biogasanlage, die um einen Elektrolyseur und einen zusätzlichen Fermenter zur Biomethanerzeugung erweitert wird. Die Anlage nimmt Spitzenstrom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Netzstabilisierung auf, erzeugt Wasserstoff, der mit Kohlenstoffdioxid in einem mikrobiologischen Prozess in Biomethan umgewandelt wird. Das gesamte erzeugte Biomethan wird in das Erdgasnetz eigespeist. Das Biomethan-Blockheizkraftwerk ist ein BHKW, das aus dem Erdgasnetz mit Biomethan versorgt wird und flexibel bedarfsorientiert Strom ins Netz einspeist. Für die Sicherstellung einer kontinuierlichen Versorgung des angeschlossenen Nahwärmenetzes wird das BHKW um einen Wärmespeicher erweitert. Die flexible Biogasanlage ist eine Biogasanlage, die mit erhöhter BHKW-Leistung und mit einem Gas- und Wärmespeicher ausgestattet ist, um flexibel auf Bedarfs- oder Marktimpulse reagieren zu können.

Neben der messtechnischen Evaluation des Demonstrationsbetriebs wird der flexible Anlagenbetrieb im Modell simuliert. Es werden außerdem Algorithmen entwickelt, die der Bereitstellung individuell optimierter Betriebsfahrpläne unter Berücksichtigung der Märkte einerseits und der Restriktionen im Verteilnetz andererseits dienen. Die unterschiedlichen Flexibilisierungsansätze werden hinsichtlich Treibhausgasemissionen, Wirtschaftlichkeit, regionaler Wertschöpfungseffekte, Versorgungssicherheit und Verträglichkeit im Verteilnetz bewertet. Darüber hinaus werden Geschäftsmodelle für den flexiblen Betrieb gemäß Vorgaben des EEG abgeleitet.

Das Projektkonsortium vereint Partner, die zum Ausbau einer flexiblen Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien gebraucht werden. Vom Entwickler der Technologie MicrobEnergy GmbH, ein Tochterunternehmen der Viessmann Group, über den Netzbetreiber EnergieNetz Mitte GmbH und den Energieversorger EAM EnergiePlus GmbH der EAM Gruppe, bis hin zum beratenden Ingenieurbüro CUBE Engineering GmbH sowie dem Forschungsinstitut IdE Institut dezentrale Energietechnologien gGmbH (Projektkoordinator). Assoziierter Partner des Projektvorhabens ist das Bioenergiedorf Jühnde. Das Projekt wird innerhalb des Programms „Energetische Biomassenutzung“ vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Die wissenschaftliche Begleitung erfolgt durch das Deutsche Biomasseforschungszentrum DBFZ.

(Projektlaufzeit: 01.09.2013 – 31.08.2016)

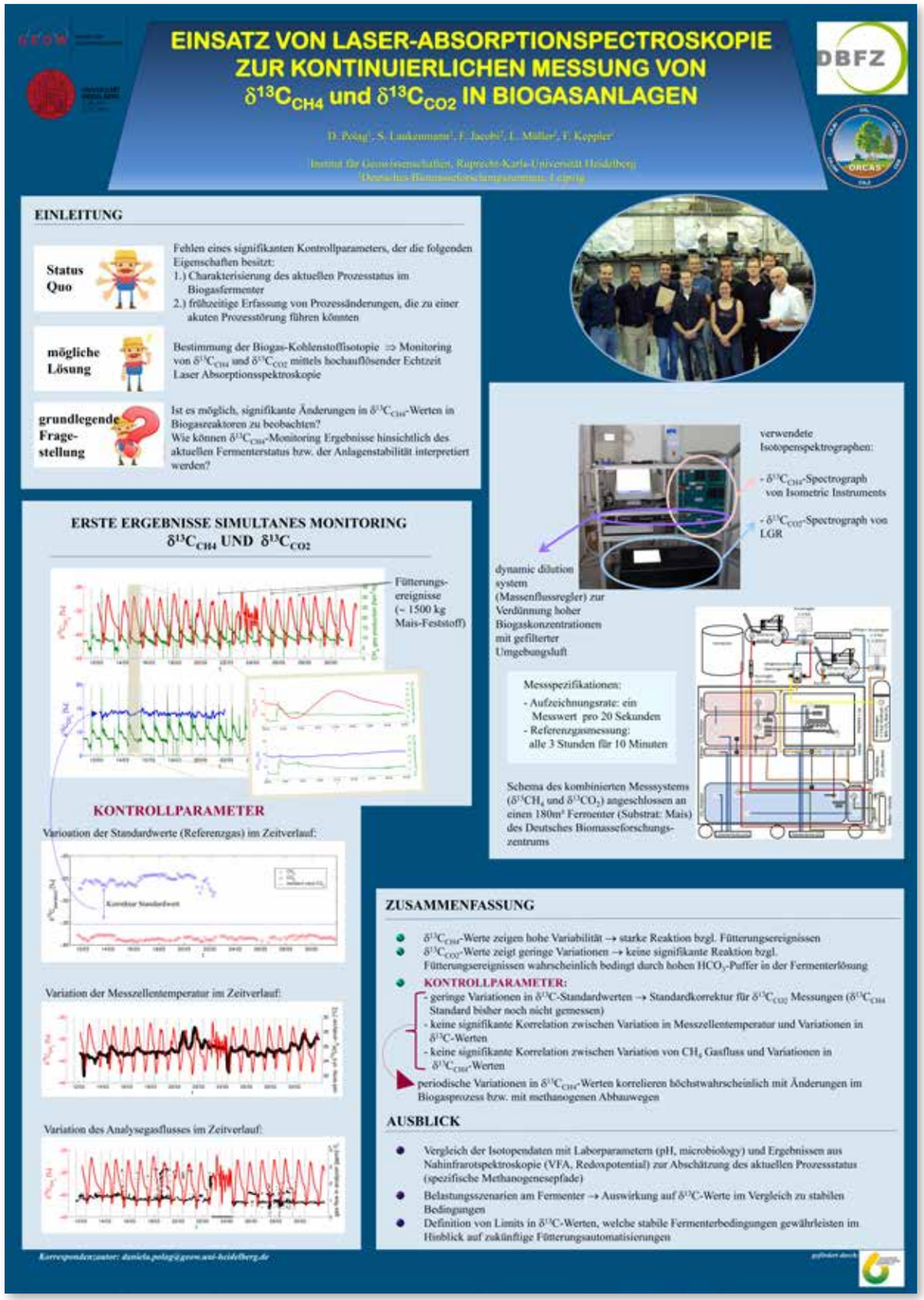
Autoren: J. Sievers, K. Miller, D. Filzek, P. Ritter, M. Gottschalk
Postererstellung: M. Gottschalk, M. Shalaby, S. Kiesling S. Rautschka; Dank an die Projektpartner CUBE Engineering, EAM und MicrobEnergy GmbH (Viessmann Group) für die Beiträge zur Postererstellung

Weitere Informationen zum Projekt sind unter www.biopower2gas.de zu finden

Kontakt:
Manuela Gottschalk
IdE Institut dezentrale Energietechnologien gemeinnützige GmbH
Ständeplatz 15
34117 Kassel
Telefon: +49 561-788 096-235
Telefax: +49 561-788 096-22
E-Mail: m.gottschalk@ide-kassel.de
www.ide-kassel.de

D. Polag, S. Laukenmann, Fabian Jacobi, Liane Müller, F. Keppler (Universität Heidelberg, DBFZ)

Einsatz von Laser-Absortionsspectroscokopie zur kontinuierlichen Messung von $\delta^{13}C_{CH4}$ und $\delta^{13}C_{CO2}$ in Biogasanlagen



Aufgrund von bisher unzureichender Prozesscharakterisierung während der Biogasproduktion unter den jeweils vorliegenden Bedingungen werden Anlagen oftmals nicht im optimalen Bereich bezüglich Raumbelastung und Verweilzeit betrieben. Dies hat zur Folge, dass die Betreibung der Anlage nicht effizient gestaltet wird und im ungünstigsten Fall deren Prozessstabilität nicht mehr gewährleistet werden kann. Laboruntersuchungen der Substrate gestalten sich aufwendig und geben zudem nur eine verzögerte Momentaufnahme des Anlagenprozesses wieder. In der Forschung zu anaeroben Abbauprozessen werden zurzeit vor allem mikrobiologische Untersuchungsmethoden entwickelt, die sich meist aufwändig gestalten. Zudem ist es auf diesem Wege nicht möglich, die aktuell dominierenden Abbauwege und deren zeitliche Dynamik in Echtzeit widerzuspiegeln. Auch im Monitoring der Biogasanlagen gibt es bisher einige Defizite. Es existiert vor allem ein Mangel an verlässlichen Sensoren für eine kontinuierliche Kontrolle.

In den Geo- und Umweltwissenschaften ist der Einsatz stabiler Isotope schon lange als wirkungsvolles Werkzeug für Untersuchungen verschiedener physikalischer und chemischer Prozesse bekannt. Über die Signatur der stabilen Kohlenstoff-Isotope von Methan und Kohlendioxid, die quasi als ‚Fingerabdruck' eines Systems fungiert, lassen sich Rückschlüsse auf die an Reaktionen beteiligten Substanzen und Reaktionsmechanismen ziehen.

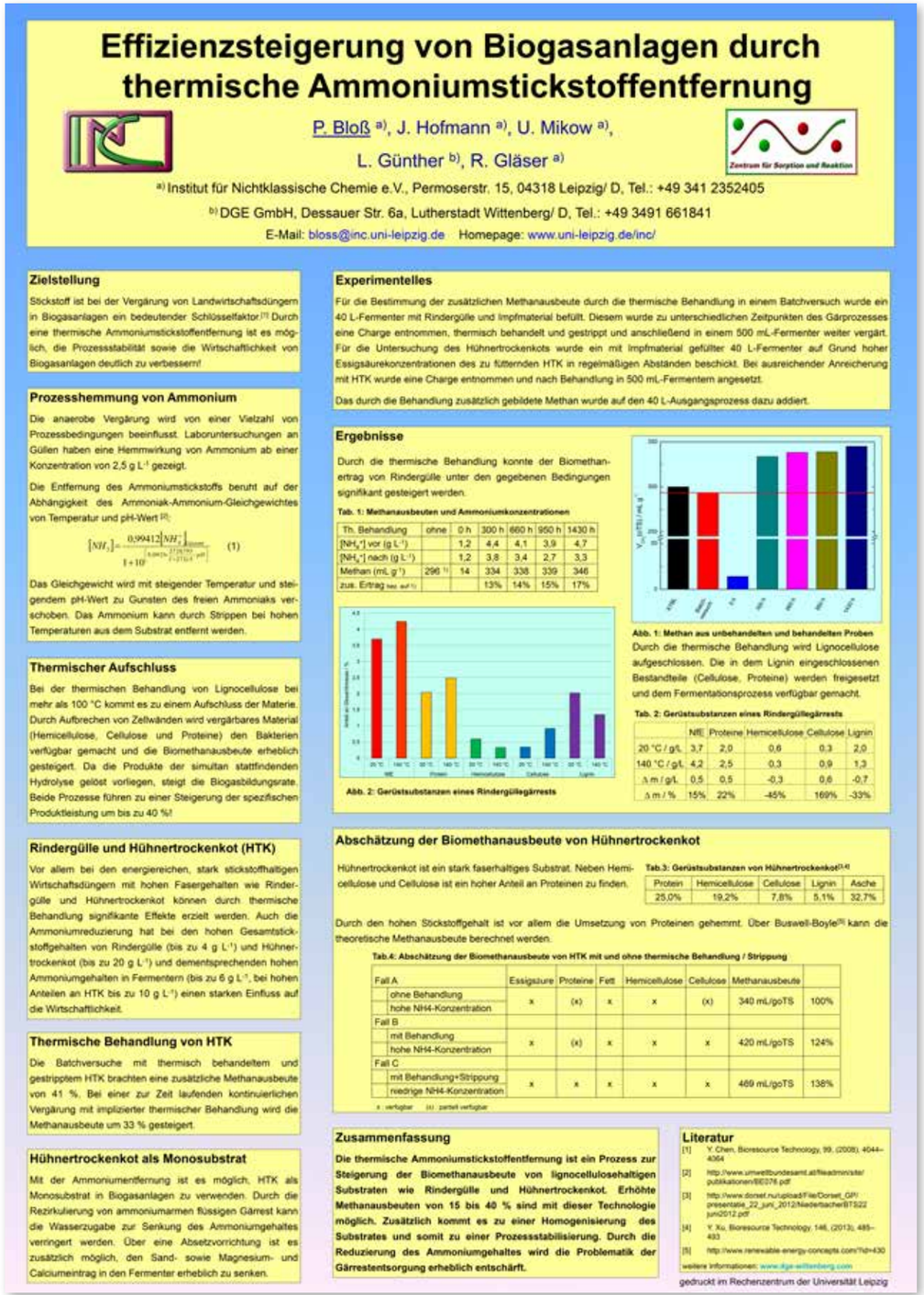
Mit Hilfe eines 13CMethan-Laser-Absorptions-Spektrographen und eines 13CCO2-Laser-Absorptions-Spektrographen (Los Gatos Research) wurde über einen Zeitraum von drei Wochen erstmalig ein kontinuierliches Online Monitoring in einer maisgefütterten BGA des DBFZ durchgeführt. Die 13CMethan-Werte reagierten zeitnah und mit großem Dynamikbereich auf Fütterungsprozesse und spiegeln hiermit Änderungen in den methanogenen Abbauprozessen wieder. In einem nächsten Schritt wird der Fermenter schrittweise höheren Belastungen ausgesetzt, um den möglichen Einfluss auf die Isotopensignatur zu untersuchen, insbesondere hinsichtlich einem frühzeitigem Aufzeigens der Prozesstörung.

Kontakt:
D. Polag, S. Laukenmann, F. Keppler
Ruprecht-Karls-Universität Heidelberg
Institut für Geowissenschaften
Im Neuenheimer Feld 234-236
69120 Heidelberg
E-Mail: daniela.polag@geow.uni-heidelberg.de

Dr. Fabian Jacobi, Liane Müller
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
E-Mail: fabian.jacobi@dbfz.de / liane.mueller@dbfz.de

Bloss, J. Hofmann, L. Günther, U. Mikow, M. Wecks (Uni Leipzig, Dr.-Günther-Engineering GmbH)

Effizienzsteigerung von Biogasanlagen durch thermische Stickstoffentfernung



Durch den zunehmenden Einsatz von Hühnertrockenkot als Mono- und Cosubstrat für die Erzeugung von Biogas treten durch die dabei entstehenden hohen Ammoniumkonzentrationen Probleme bei der Prozessführung auf. Ab Konzentrationen von 3 g/L Ammonium muss im Biogasprozess z.T. mit erheblichen Hemmungen gerechnet werden, die zu einer Verschlechterung der Raum-Zeit-Ausbeute und verringertem Biogasertrag führen.

Bei der Vergärung von Hühnertrockenkot sind bei hohen Gesamtstickstoffgehalten (bis zu 30 g/kg) Ammoniumkonzentrationen im Gärsubstrat von 6 g/L und mehr keine Seltenheit. Da hier keine Prozesssicherheit gegeben ist, wurde eine neue Technologie zur thermischen Entfernung von Ammonium entwickelt.

Für die effektive und kostengünstige Entfernung von Stickstoff wird das Substrat einer thermischen Behandlung bei Temperaturen bis 140 °C unterzogen, bei der das Ammonium und Wasserdampf destillativ abgetrennt werden. Bei den Versuchen in der Laboranordung und in der bench-scale-Anlage konnte die Ammoniumkonzentration von > 5 auf unter 1,0 g/L reduziert werden. Bei diesen Temperaturen wird auch gelöstes Kohlendioxid ausgetragen. Der Wasserverlust kann durch Kondensationseinheiten deutlich verringert werden, so dass als Produkt eine wässrige Ammoniumlösung von ca. 100 g/L erhalten wird. Mit dieser kann durch Neutralisation mit der aus einer oxidativen Biogasentschwefelung stammenden verdünnten Schwefelsäure ein wertvoller Flüssigdünger erzeugt werden.

Ein weiterer wichtiger Effekt der thermischen Behandlung von Hühnertrockenkot ist der thermische Aufschluss von lignocelluloser Materie. Durch das Aufbrechen von Ligninstrukturen der Zellwände wird vergärbares Material der Biologie zusätzlich zur Verfügung gestellt und die Ausbeute an Biomethan erheblich gesteigert.

Die thermische Behandlung muss bei solchen Temperaturen durchgeführt werden, bei denen die folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- Abtrennung von Ammonium über die Gasphase mit möglichste geringem Wasserverlust
- Aufschluss von lignocelluloser Materie zur Steigerung der Methanausbeute
- Vermeidung von hydrothermaler Karbonisierung, die die Bioverfügbarkeit des Substrates vermindert
- Keine Bildung von toxischen Verbindungen, die den Biogasprozess hemmen

Die Ergebnisse werden anhand von Versuchen diskutiert, die mit einem 40 Liter Fermenter durchgeführt wurden. Dieser wurde semikontinuierlich mit Hühnertrockenkot beschickt und ein Teil des Fermenterinhaltes anschließend bei 140 °C thermisch behandelt und das Ammonium durch strippen mit Luft entfernt. Die Biomethankurve dieser Probe nach dem Animpfen mit biologisch aktivem Fermenterinhalt zeigt, dass durch die thermische Stickstoffentfernung die Methanausbeute um mehr als 50 % gesteigert werden kann. Zusätzlich ist eine erhebliche Verbesserung der Raum-Zeit-Ausbeute aufgrund des geringeren Ammoniumgehaltes sowie der bei der thermischen Behandlung stattfindenden thermischen Hydrolyse fest zu stellen. Dazu wurden die Biomethankurven analysiert und Stoffbilanzen durchgeführt. Mit der von DGE entwickelten Aminostufe (BCM-Amino-Stufe) können pro Stunde 100 L Gärsubstrat im Bypass thermisch behandelt werden.

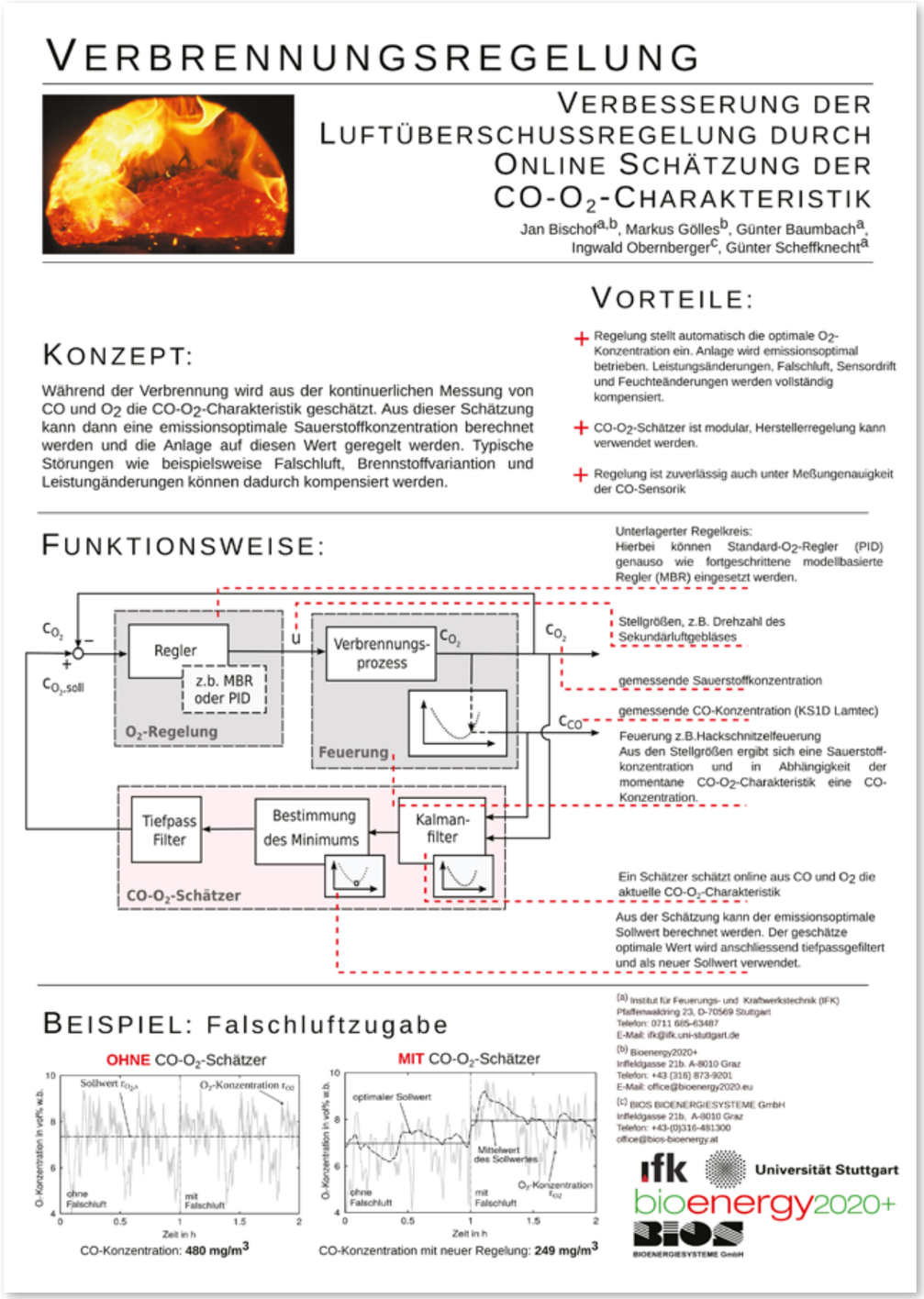
Kontakt

P. Bloß, J. Hofmann, U. Mikow, R. Gläser
Institut für Nichtklassische Chemie e.V.,
Permoserstr. 15, 04318 Leipzig
Tel.: +49 341 2352405
E-Mail: bloss@inc.uni-leipzig.de

L. Günther
DGE GmbH, Dessauer Str. 6a,
Lutherstadt Wittenberg
Tel.: +49 3491 661841

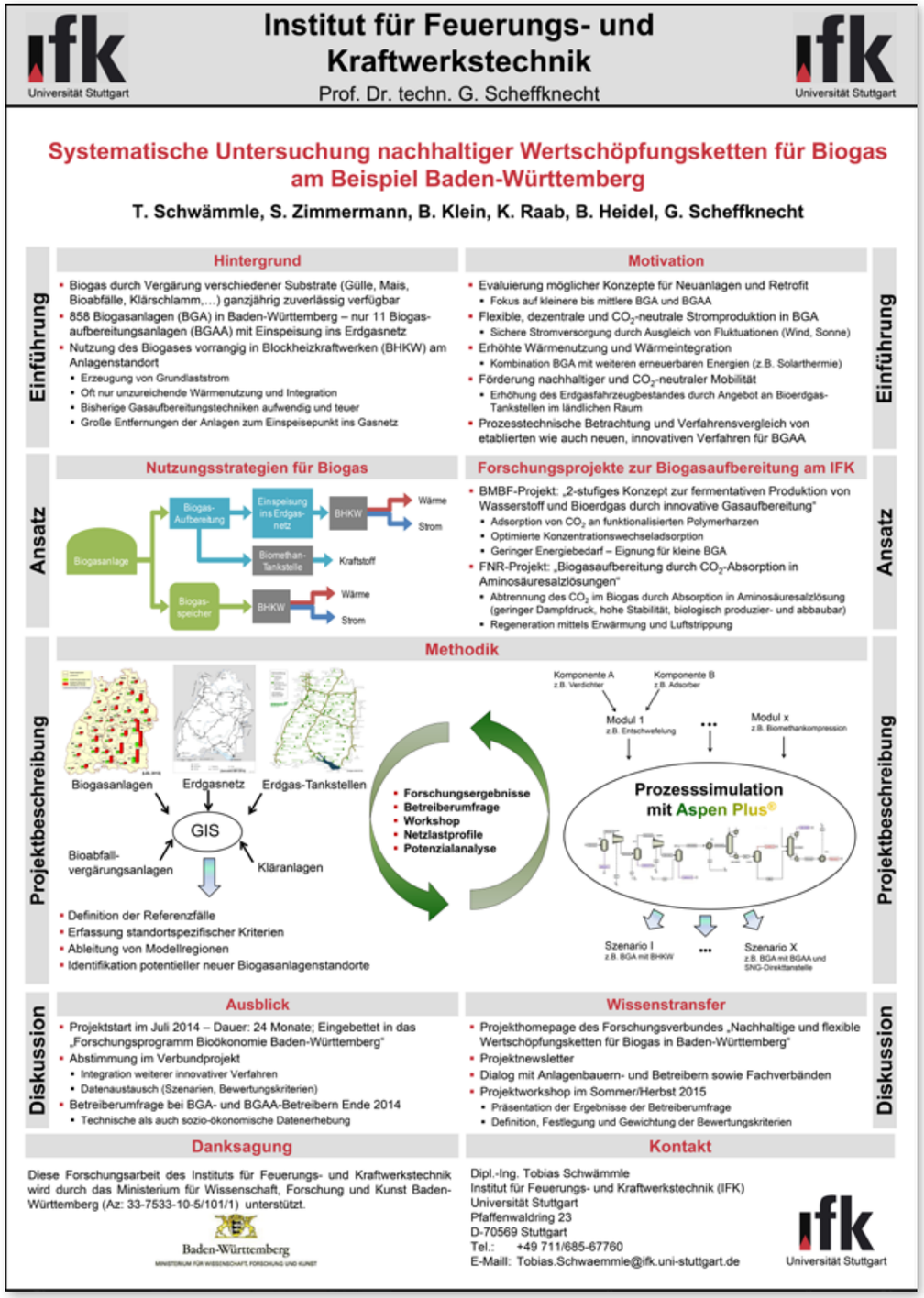
Jan Bischoff (Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik - IFK, Universität Stuttgart)

Verbrennungsregelung - Verbesserung der Luftüberschussregelung durch online Schätzung der CO-O_2-Charakteristik



T. Schwämmle, S. Zimmermann, B. Klein, K. Raab, B. Heidel, G. Scheffknecht (IFK Universität Stuttgart)

Systematische Untersuchung nachhaltiger Wertschöpfungsketten für Biogas am Beispiel Baden-Württemberg



- Systembetrachtung der Biogasnutzung
- Räumliche Analyse der Erzeugungs- und Nutzungsstruktur
- Prozessimulation (Aspen Plus®) von Biogasaufbereitungsverfahren
- Forschungsprogramm „Bioökonomie Baden-Württemberg"

Baden-Württemberg möchte im Jahr 2050 80 % seines Energiebedarfs aus erneuerbaren Energien wie Wind, Sonne, Wasser und Biomasse produzieren. Dabei ist sowohl die Windenergie als auch die Stromerzeugung mittels Photovoltaik großen Fluktuationen unterworfen, die, um eine zuverlässige und sichere Versorgung sicher-stellen zu können, ausgeglichen werden müssen. Biogas, welches durch Vergärung verschiedener Substrate (Gülle, Mais, Bioabfälle, Klärschlamm...) gewonnen wird, ist ganzjährig zuverlässig verfügbar. Ende 2013 waren in Baden-Württemberg 858 Biogasanlagen in Betrieb. Diese Anlagen nutzen das gewonnene Biogas vorrangig in Blockheizkraftwerken (BHKW) am Anlagenstandort und erzeugen so Grundlaststrom. Sehr oft wird die dabei entstehende Abwärme nur unzureichend genutzt. Weniger als 2 % der Anlagen bereiten das gewonnene Biogas auf Erdgasqualität auf und speisen es ins Erdgasnetz ein. Gründe hierfür sind oft große Entfernungen zwischen Anlage und Erdgasnetz sowie aufwendige und kostenintensive Aufbereitungstechniken.

Das im Rahmen des „Forschungsprogramms Bioökonomie Baden-Württemberg" vom Ministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst Baden-Württemberg geförderte Projekt „Systematische Analyse innovativer Modelle zur bedarfsgerechten Biogasspeicherung und –nutzung unter Berücksichtigung der lokalen Infrasturktur in Baden-Württemberg (SYMBIOSIS)" untersucht technische Konzepte zur bedarfs- und standortgerechten Biogasspeicherung- und nutzung. Dabei wird als Nutzungskonzept zum einen die klassische Verstromung in einem BHWK um eine zusätzliche Zwischenspeicherung erweitert, welches eine bedarfsgerechte Verstromung ermöglicht. Zum anderen werden verschiedene Verfahren der Aufbereitung und Einspeisung des Biomethans ins Erdgasnetz, z. B. die Aminwäsche, Druckwasserwäsche wie auch neue, innovative Verfahren mittels funktionalisierten Ionenaustauscherharzen und Aminosäuresalzen untersucht und verglichen. Neben der Einspeisung ins Erdgasnetz wird als weiteres Nutzungskonzept die Direktvermarktung des Biogases im Rahmen einer Biogastankstelle untersucht, die außerdem einen Beitrag zur nachhaltigen, CO_2-neutralen Mobilität liefert.

Zunächst wird im Projekt eine Datenerhebung zum Anlagenbestand und der Infrastruktur (Erdgasnetz, CNG-Tankstellen...) durchgeführt und mittels eines Geoinformationssystems erfasst. Daraus werden Referenzfälle und Modellregionen abgeleitet. Sämtliche Nutzungskonzepte werden im Prozessimulationsprogramm Aspen Plus® abgebildet. Daten der einzelnen Komponenten werden recherchiert und mittels einer Betreiberumfrage (Ende 2014) unter Anlagenbetreibern von Biogasanlagen ergänzt bzw. erweitert. Im Rahmen eines Workshops (Sommer/Herbst 2015) werden Bewertungskriterien erarbeitet, anhand derer schließlich die Ergebnisse der Prozessimulation bewertet und daraus die Systeme und Nutzungspfade mit dem höchsten Potential für die jeweilige Modellregion identifiziert werden.

Kontakt:

Dipl.-Ing. T. Schwämmle, M. Sc. S. Zimmermann, Dipl.-Ing. B. Klein,
Dipl.-Ing. B. Heidel, Prof. Dr. techn. G. Scheffknecht,
Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik, Universität Stuttgart
Pfaffenwaldring 23,
70569 Stuttgart

Markus Lauer, Martin Dotzauer, Monique Lehmann (DBFZ, NEXT Kraftwerke)

OptFlex – Technisch-ökonomische Optimierung flexibler Biogasanlagen

Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

DBFZ

OptFlex – Technisch-ökonomische Optimierung flexibler Biogasanlagen

Markus Lauer, Martin Dotzauer, Monique Lehmann

Methodik:

Für die im Projekt OptFlex untersuchten Praxisanlagen wird zunächst der jährliche Primärenergieumsatz anhand realer Fahrplandaten bestimmt. Dieser wird unter Berücksichtigung der BHKW-Wirkungsgrade in Betriebsstunden für Grund- und Spitzenlast-BHKW aufgeteilt. Je nach Flexibilisierungsgrad variiert die Zuordnung zum Grund- bzw. Spitzenlastblock (Abb. 1). Für die Spitzenlast-BHKW werden strompreisoptimierte Fahrpläne erstellt, die Grundlast-BHKW vermarkten Sekundärregelleistung. Gasspeicher- und Wärmerestriktionen werden anlagenspezifisch berücksichtigt.

Abb. 1: Flexibilisierungsgrade, Anlage 1 (eigene Darstellung).

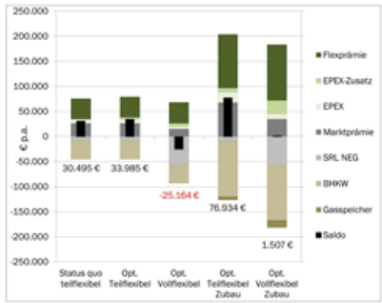


Abb. 2: Erlöse und Kosten gegenüber unflexiblem Betrieb 2013; Kalkulationszins 8 % (eigene Berechnungen).

Optimierungsergebnisse Status quo und Zubau:

Im Beispiel nach Abb. 2 betragen im Status quo die Kosten für die bisherige Anlagenerweiterung jährlich rund 38 T€, die Mehrerlöse ca. 68 T€. 2013 verbleiben im Saldo ca. 30 T€ gegenüber der Direktvermarktung bei Grundlastbetrieb. Bei teilflexibler Optimierung kann der Saldo auf 34 T€ gesteigert werden. Bei vollflexibler Fahrweise ergibt sich ein negativer Saldo, da die fehlenden Regelenergieerlöse, als Opportunitätskosten, durch den etwas höheren EPEX-Zusatzerlös nicht ausgeglichen werden. Der Zubau weiterer BHKW- und Gasspeicherkapazität erhöht die Flexibilisierungskosten auf ca. 118 T€ bzw. 126 T€. Die teilflexible Fahrweise ergibt hier im Saldo rund 77 T€, der vollflexible Betrieb ist mit 1,5 T€ wiederum deutlich unattraktiver.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen:

- Der Flexibilisierungsgrad beeinflusst den Zielkonflikt zwischen Regelenergie- und flexibler Stromvermarktung am Spotmarkt der Strombörse.
- Der vollflexible Anlagenbetrieb ermöglicht höhere EPEX-Erlöse, zur Zeit werden die entgangenen Regelleistungserlöse jedoch nicht kompensiert.
- Die bisherige Erweiterung der Anlage mit teilflexibler Vermarktung ist profitabel, besitzt aber betriebliches und technisches Optimierungspotential.
- Der Spotmarkt setzt momentan keine großen Anreize für die Flexibilisierung von Biogasanlagen, Haupttreiber ist vor allem die Flexibilitätsprämie.

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages
Projektpartner:
NEXT KRAFTWERKE

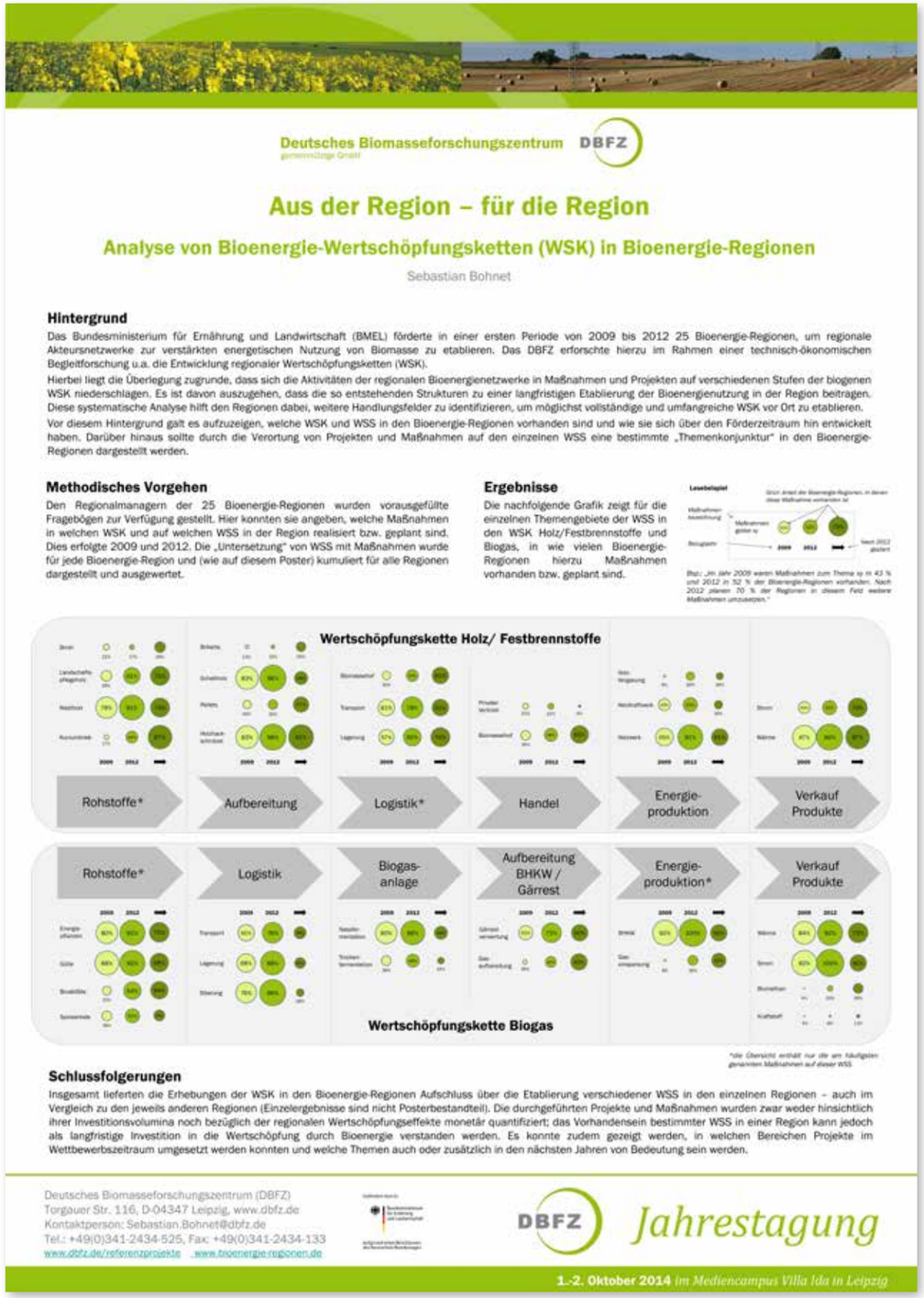
Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Torgauer Str. 116, D-04347 Leipzig, www.dbfz.de
Ansprechpartner: markus.lauer@dbfz.de
Tel.: +49(0)341-2434-491, Fax: +49(0)341-2434-133

DBFZ Jahrestagung

1.-2. Oktober 2014 *im Mediencampus Villa Ida in Leipzig*

Sebastian Bohnet (DBFZ)

Aus der Region - für die Region: Analyse von Bioenergiewertschöfungsketten (WSK) in Bioenergieregionen



Deutsches Biomasseforschungszentrum DBFZ
gemeinnützige GmbH

Aus der Region – für die Region

Analyse von Bioenergie-Wertschöpfungsketten (WSK) in Bioenergie-Regionen

Sebastian Bohnet

Hintergrund

Das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) förderte in einer ersten Periode von 2009 bis 2012 25 Bioenergie-Regionen, um regionale Akteursnetzwerke zur verstärkten energetischen Nutzung von Biomasse zu etablieren. Das DBFZ erforschte hierzu im Rahmen einer technisch-ökonomischen Begleitforschung u.a. die Entwicklung regionaler Wertschöpfungsketten (WSK).

Hierbei liegt die Überlegung zugrunde, dass sich die Aktivitäten der regionalen Bioenergienetzwerke in Maßnahmen und Projekten auf verschiedenen Stufen der biogenen WSK niederschlagen. Es ist davon auszugehen, dass die so entstehenden Strukturen zu einer langfristigen Etablierung der Bioenergienutzung in der Region beitragen. Diese systematische Analyse hilft den Regionen dabei, weitere Handlungsfelder zu identifizieren, um möglichst vollständige und umfangreiche WSK vor Ort zu etablieren.

Vor diesem Hintergrund galt es aufzuzeigen, welche WSK und WSS in den Bioenergie-Regionen vorhanden sind und wie sie sich über den Förderzeitraum hin entwickelt haben. Darüber hinaus sollte durch die Verortung von Projekten und Maßnahmen auf den einzelnen WSS eine bestimmte „Themenkonjunktur" in den Bioenergie-Regionen dargestellt werden.

Methodisches Vorgehen

Den Regionalmanagern der 25 Bioenergie-Regionen wurden vorausgefüllte Fragebögen zur Verfügung gestellt. Hier konnten sie angeben, welche Maßnahmen in welchen WSK und auf welchen WSS in der Region realisiert bzw. geplant sind. Dies erfolgte 2009 und 2012. Die „Untersetzung" von WSS mit Maßnahmen wurde für jede Bioenergie-Region und (wie auf diesem Poster) kumuliert für alle Regionen dargestellt und ausgewertet.

Ergebnisse

Die nachfolgende Grafik zeigt für die einzelnen Themengebiete der WSS in den WSK Holz/Festbrennstoffe und Biogas, in wie vielen Bioenergie-Regionen hierzu Maßnahmen vorhanden bzw. geplant sind.

Bsp.: „Im Jahr 2009 waren Maßnahmen zum Thema xy in 43 % und 2012 in 52 % der Bioenergie-Regionen vorhanden. Nach 2012 planen 70 % der Regionen in diesem Feld weitere Maßnahmen umzusetzen."

**die Übersicht enthält nur die am häufigsten genannten Maßnahmen auf dieser WSS*

Schlussfolgerungen

Insgesamt lieferten die Erhebungen der WSK in den Bioenergie-Regionen Aufschluss über die Etablierung verschiedener WSS in den einzelnen Regionen – auch im Vergleich zu den jeweils anderen Regionen (Einzelergebnisse sind nicht Posterbestandteil). Die durchgeführten Projekte und Maßnahmen wurden zwar weder hinsichtlich ihrer Investitionsvolumina noch bezüglich der regionalen Wertschöpfungseffekte monetär quantifiziert; das Vorhandensein bestimmter WSS in einer Region kann jedoch als langfristige Investition in die Wertschöpfung durch Bioenergie verstanden werden. Es konnte zudem gezeigt werden, in welchen Bereichen Projekte im Wettbewerbszeitraum umgesetzt werden konnten und welche Themen auch oder zusätzlich in den nächsten Jahren von Bedeutung sein werden.

Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Torgauer Str. 116, D-04347 Leipzig, www.dbfz.de
Kontaktperson: Sebastian.Bohnet@dbfz.de
Tel.: +49(0)341-2434-525, Fax: +49(0)341-2434-133
www.dbfz.de/referenzprojekte www.bioenergie-regionen.de

DBFZ Jahrestagung
1.-2. Oktober 2014 im Mediencampus Villa Ida in Leipzig

Frank Döhling (DBFZ)

Optimierung von Laub als Brennstoff durch mechanische Aufbereitung

Deutsches Biomasseforschungszentrum DBFZ
gemeinnützige GmbH

Optimierung von Laub als Brennstoff durch mechanische Aufbereitung

Frank Döhling

Hintergrund und Ziel:

- Substitution von fossilen Brennstoffen und NaWaRo wie z.B. Holz
- Einsatz kaum oder nicht genutzter nicht holzartiger Biomassen
- Problem: hohe Gehalte kritischer Inhaltsstoffe (z.B. Kalium, Chlor)
- Brennstoffverbesserung durch mechanische Aufbereitung
- Regionalkonzepterstellung im Rahmen des Projekts IbeKET

Mechanische Aufbereitung:

Untersuchung von drei Laubsortimenten:

- Grünanlage München (Englischer Garten)
- Kehrlaub München
- Laub von Standort Rosenheim

Versuche mit Gras und weiteren Biomassen geplant

Ergebnisse:

- Sehr hohe Aschegehalte
- Starke Minderungseffekte
- Homogenisierung
- Anstieg auf > 18 MJ/kg TS
- Vergleichbar mit Holz
- Minderung um > 60%
- vgl. Nadelholz ~ 300 – 800 mg/kg
- Verbesserung des Ascheschmelzverhaltens
- sehr starke Minderung
- z.T. unter Nachweisgrenze
- Senkung Feinstaubbildner um mindestens 59 %
- Keine Minderung durch Aufbereitung
- Sehr geringe Verschlackungsneigung
- Ungehinderter Brennstoff- und Aschetransport
- Zerfall ausgebrannter Pelletstrukturen bei mechanischer Einwirkung
- Stabiler Betrieb über Versuchsdauer von 7 h
- Grenzwerte 1. BImSchV (*) bis auf Feinstaub eingehalten
- Grenzwerte 4. BImSchV (**) teilweise eingehalten (bis auf NO_x und Feinstaub)
- Messung PCDD/F folgen

Fazit:

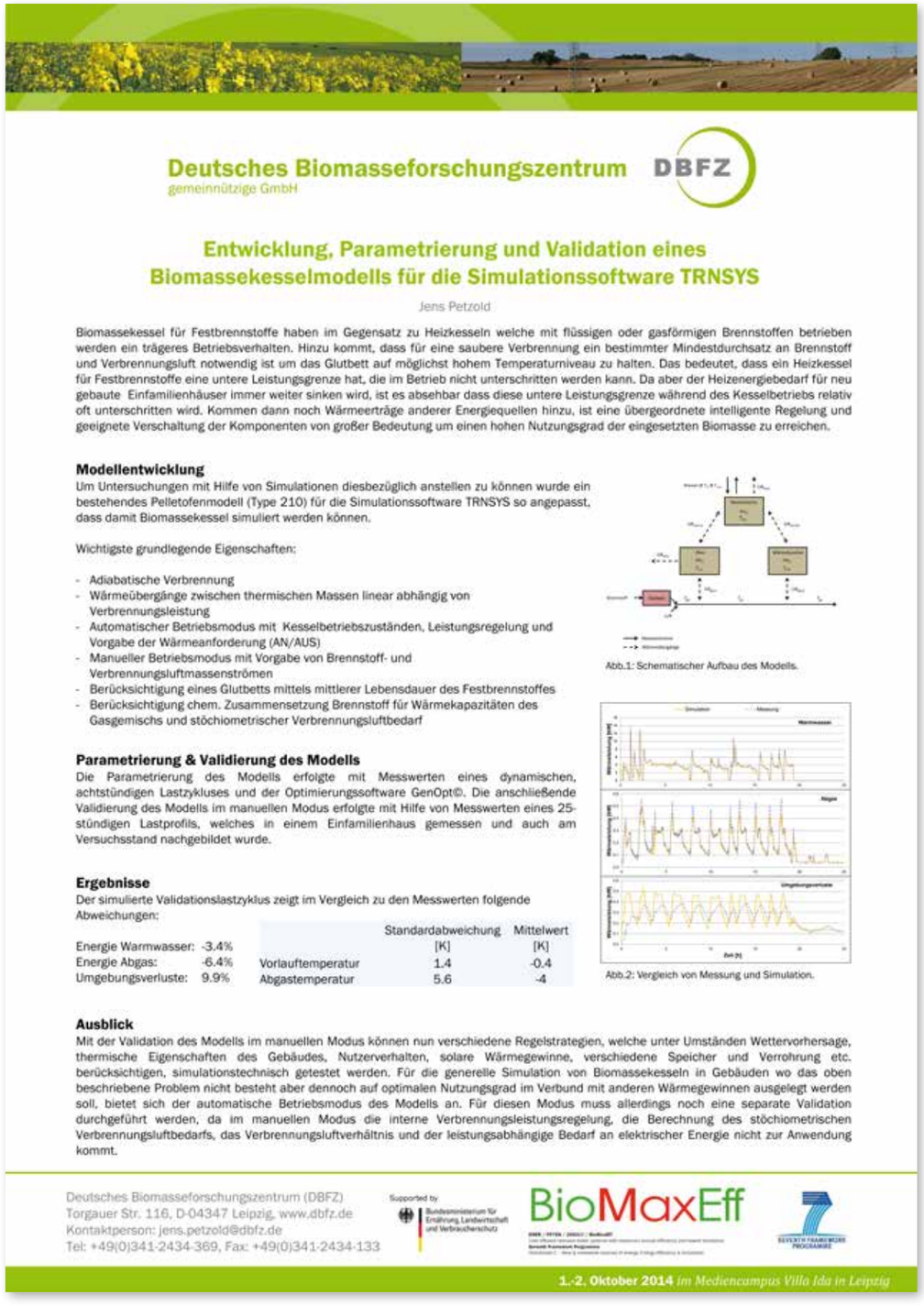
- forafuel-Prozess bringt deutliche Verbesserung der Brennstoffeigenschaften durch starke Minderung kritischer Inhaltsstoffe
- Minderungspotential ist elementspezifisch
- Positive Beeinflussung des Ascheschmelzverhaltens
- Homogenisierung der Rohmaterialien, nach Aufbereitung nur geringe Unterschiede zwischen verschiedenen Laubsortimenten
- Chemische Anforderungen der DIN EN 14961-6 können erfüllt werden
- Optimierungsbedarf bei physikalisch-mechanische Anforderungen
- Stabiler Betrieb in einer Kleinfeuerungsanlage ohne Einschränkungen möglich, sehr geringe Verschlackungsneigung
- Gasförmige Emissionen sehr niedrig, lediglich Feinstaub überschreitet Grenzwert der 1. BImSchV

Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Torgauer Str. 116, D-04347 Leipzig, www.dbfz.de
Kontakt: frank.doehling@dbfz.de
Tel.: +49(0)341-2434-469, Fax: +49(0)341-2434-133

Projektpartner des Verbundprojekts IbeKET – innovatives bedarfsangepasstes Kommunal-Energieträgerkonzept
Koordiniert vom
Gefördert durch:
DBFZ-Jahrestagung 1.-2. Oktober 2014 im Mediencampus Villa Ida in Leipzig

Jens Petzold (DBFZ)

Entwicklung, Parametrierung und Validation eines Biomassekesselmodells für die Simulationssoftware TRNSYS



Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH — DBFZ

Entwicklung, Parametrierung und Validation eines Biomassekesselmodells für die Simulationssoftware TRNSYS

Jens Petzold

Biomassekessel für Festbrennstoffe haben im Gegensatz zu Heizkesseln welche mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen betrieben werden ein trägeres Betriebsverhalten. Hinzu kommt, dass für eine saubere Verbrennung ein bestimmter Mindestdurchsatz an Brennstoff und Verbrennungsluft notwendig ist um das Glutbett auf möglichst hohem Temperaturniveau zu halten. Das bedeutet, dass ein Heizkessel für Festbrennstoffe eine untere Leistungsgrenze hat, die im Betrieb nicht unterschritten werden kann. Da aber der Heizenergiebedarf für neu gebaute Einfamilienhäuser immer weiter sinken wird, ist es absehbar dass diese untere Leistungsgrenze während des Kesselbetriebs relativ oft unterschritten wird. Kommen dann noch Wärmeerträge anderer Energiequellen hinzu, ist eine übergeordnete intelligente Regelung und geeignete Verschaltung der Komponenten von großer Bedeutung um einen hohen Nutzungsgrad der eingesetzten Biomasse zu erreichen.

Modellentwicklung

Um Untersuchungen mit Hilfe von Simulationen diesbezüglich anstellen zu können wurde ein bestehendes Pelletofenmodell (Type 210) für die Simulationssoftware TRNSYS so angepasst, dass damit Biomassekessel simuliert werden können.

Wichtigste grundlegende Eigenschaften:

- Adiabatische Verbrennung
- Wärmeübergänge zwischen thermischen Massen linear abhängig von Verbrennungsleistung
- Automatischer Betriebsmodus mit Kesselbetriebszuständen, Leistungsregelung und Vorgabe der Wärmeanforderung (AN/AUS)
- Manueller Betriebsmodus mit Vorgabe von Brennstoff- und Verbrennungsluftmassenströmen
- Berücksichtigung eines Glutbetts mittels mittlerer Lebensdauer des Festbrennstoffes
- Berücksichtigung chem. Zusammensetzung Brennstoff für Wärmekapazitäten des Gasgemischs und stöchiometrischer Verbrennungsluftbedarf

Abb.1: Schematischer Aufbau des Modells.

Parametrierung & Validierung des Modells

Die Parametrierung des Modells erfolgte mit Messwerten eines dynamischen, achtstündigen Lastzykluses und der Optimierungssoftware GenOpt©. Die anschließende Validierung des Modells im manuellen Modus erfolgte mit Hilfe von Messwerten eines 25-stündigen Lastprofils, welches in einem Einfamilienhaus gemessen und auch am Versuchsstand nachgebildet wurde.

Abb.2: Vergleich von Messung und Simulation.

Ergebnisse

Der simulierte Validationslastzyklus zeigt im Vergleich zu den Messwerten folgende Abweichungen:

		Standardabweichung [K]	Mittelwert [K]
Energie Warmwasser:	-3.4%		
Energie Abgas:	-6.4%	Vorlauftemperatur	1.4	-0.4
Umgebungsverluste:	9.9%	Abgastemperatur	5.6	-4

Ausblick

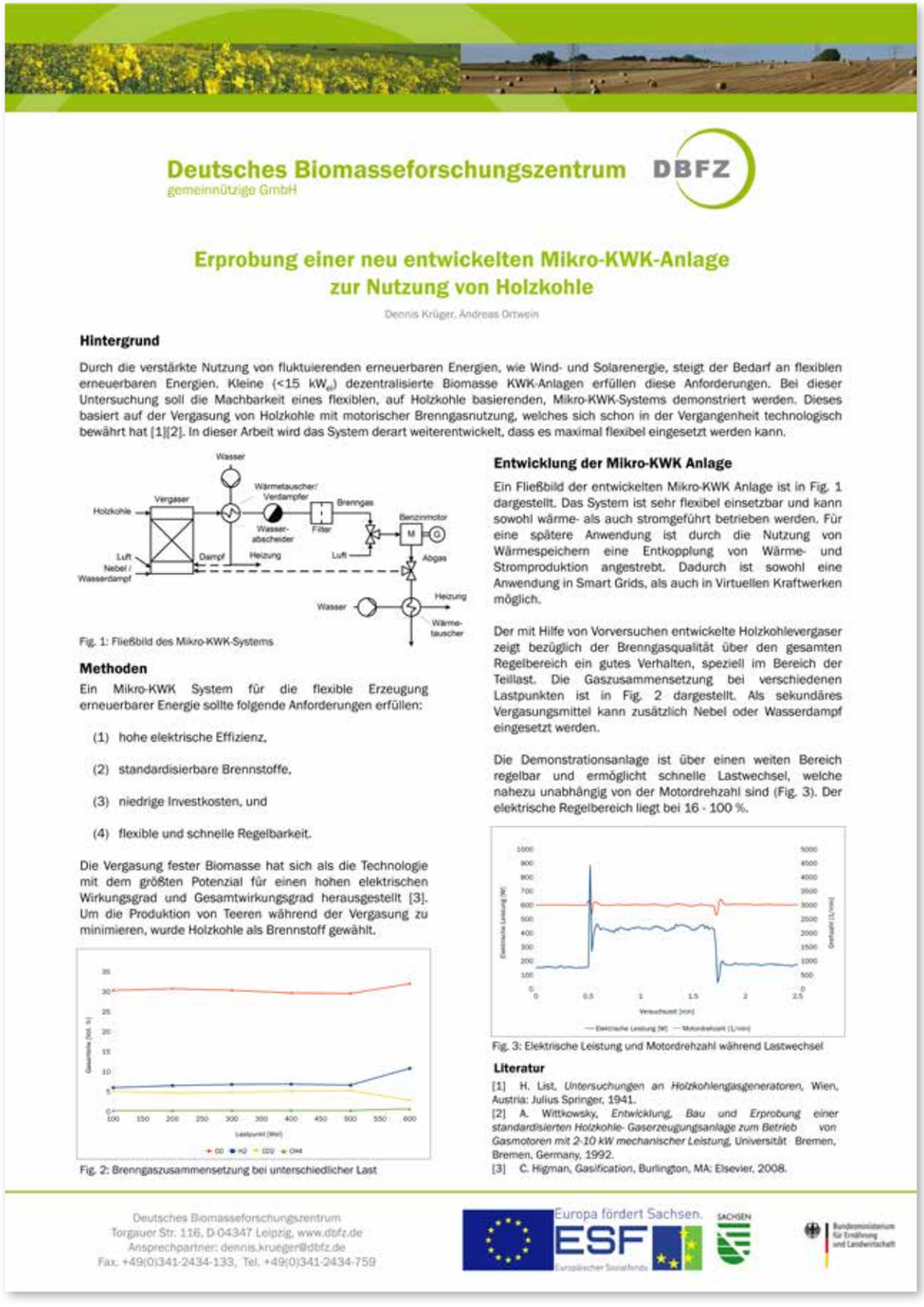
Mit der Validation des Modells im manuellen Modus können nun verschiedene Regelstrategien, welche unter Umständen Wettervorhersage, thermische Eigenschaften des Gebäudes, Nutzerverhalten, solare Wärmegewinne, verschiedene Speicher und Verrohrung etc. berücksichtigen, simulationstechnisch getestet werden. Für die generelle Simulation von Biomassekesseln in Gebäuden wo das oben beschriebene Problem nicht besteht aber dennoch auf optimalen Nutzungsgrad im Verbund mit anderen Wärmegewinnen ausgelegt werden soll, bietet sich der automatische Betriebsmodus des Modells an. Für diesen Modus muss allerdings noch eine separate Validation durchgeführt werden, da im manuellen Modus die interne Verbrennungsleistungsregelung, die Berechnung des stöchiometrischen Verbrennungsluftbedarfs, das Verbrennungsluftverhältnis und der leistungsabhängige Bedarf an elektrischer Energie nicht zur Anwendung kommt.

Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Torgauer Str. 116, D-04347 Leipzig, www.dbfz.de
Kontaktperson: jens.petzold@dbfz.de
Tel: +49(0)341-2434-369, Fax: +49(0)341-2434-133

Supported by Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
BioMaxEff
SEVENTH FRAMEWORK PROGRAMME

Dennis Krüger, Andreas Ortwein (DBFZ)

Erprobung einer neu entwickelten Mikro-KWK-Anlage zur Nutzung von Holzkohle



Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH — DBFZ

Erprobung einer neu entwickelten Mikro-KWK-Anlage zur Nutzung von Holzkohle

Dennis Krüger, Andreas Ortwein

Hintergrund

Durch die verstärkte Nutzung von fluktuierenden erneuerbaren Energien, wie Wind- und Solarenergie, steigt der Bedarf an flexiblen erneuerbaren Energien. Kleine (<15 kW_{el}) dezentralisierte Biomasse KWK-Anlagen erfüllen diese Anforderungen. Bei dieser Untersuchung soll die Machbarkeit eines flexiblen, auf Holzkohle basierenden, Mikro-KWK-Systems demonstriert werden. Dieses basiert auf der Vergasung von Holzkohle mit motorischer Brenngasnutzung, welches sich schon in der Vergangenheit technologisch bewährt hat [1][2]. In dieser Arbeit wird das System derart weiterentwickelt, dass es maximal flexibel eingesetzt werden kann.

Fig. 1: Fließbild des Mikro-KWK-Systems

Methoden

Ein Mikro-KWK System für die flexible Erzeugung erneuerbarer Energie sollte folgende Anforderungen erfüllen:

(1) hohe elektrische Effizienz,

(2) standardisierbare Brennstoffe,

(3) niedrige Investkosten, und

(4) flexible und schnelle Regelbarkeit.

Die Vergasung fester Biomasse hat sich als die Technologie mit dem größten Potenzial für einen hohen elektrischen Wirkungsgrad und Gesamtwirkungsgrad herausgestellt [3]. Um die Produktion von Teeren während der Vergasung zu minimieren, wurde Holzkohle als Brennstoff gewählt.

Fig. 2: Brenngaszusammensetzung bei unterschiedlicher Last

Entwicklung der Mikro-KWK Anlage

Ein Fließbild der entwickelten Mikro-KWK Anlage ist in Fig. 1 dargestellt. Das System ist sehr flexibel einsetzbar und kann sowohl wärme- als auch stromgeführt betrieben werden. Für eine spätere Anwendung ist durch die Nutzung von Wärmespeichern eine Entkopplung von Wärme- und Stromproduktion angestrebt. Dadurch ist sowohl eine Anwendung in Smart Grids, als auch in Virtuellen Kraftwerken möglich.

Der mit Hilfe von Vorversuchen entwickelte Holzkohlevergaser zeigt bezüglich der Brenngasqualität über den gesamten Regelbereich ein gutes Verhalten, speziell im Bereich der Teillast. Die Gaszusammensetzung bei verschiedenen Lastpunkten ist in Fig. 2 dargestellt. Als sekundäres Vergasungsmittel kann zusätzlich Nebel oder Wasserdampf eingesetzt werden.

Die Demonstrationsanlage ist über einen weiten Bereich regelbar und ermöglicht schnelle Lastwechsel, welche nahezu unabhängig von der Motordrehzahl sind (Fig. 3). Der elektrische Regelbereich liegt bei 16 - 100 %.

Fig. 3: Elektrische Leistung und Motordrehzahl während Lastwechsel

Literatur

[1] H. List, *Untersuchungen an Holzkohlengasgeneratoren*, Wien, Austria: Julius Springer, 1941.
[2] A. Wittkowsky, *Entwicklung, Bau und Erprobung einer standardisierten Holzkohle- Gaserzeugungsanlage zum Betrieb von Gasmotoren mit 2-10 kW mechanischer Leistung*, Universität Bremen, Bremen, Germany, 1992.
[3] C. Higman, *Gasification*, Burlington, MA: Elsevier, 2008.

Deutsches Biomasseforschungszentrum
Torgauer Str. 116, D-04347 Leipzig, www.dbfz.de
Ansprechpartner: dennis.krueger@dbfz.de
Fax: +49(0)341-2434-133, Tel. +49(0)341-2434-759

Europa fördert Sachsen. ESF Europäischer Sozialfonds
SACHSEN
Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft

Velina Denysenko, Jaqueline Daniel-Gromke (DBFZ)

Biogasaufbereitung zu Biomethan - Anlagenbestand und Nutzung

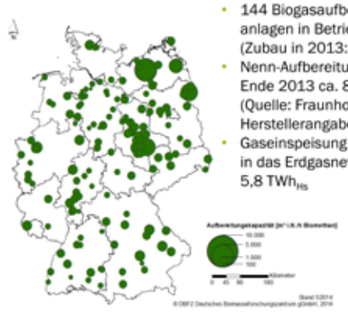
Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
DBFZ

Biogasaufbereitung zu Biomethan – Anlagenbestand und Nutzung

Velina Denysenko, Jaqueline Daniel-Gromke

Hintergrund:
Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomethan wird vom DBFZ und Fraunhofer IWES im Vorhaben „Wissenschaftliche Vorbereitung und Begleitung der EEG-Monitoringberichte und des EEG-Erfahrungsberichts für die Stromerzeugung aus Biomasse" im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) wissenschaftlich begleitet. Im Rahmen des Vorhabens werden jährliche Betreiberbefragungen (DBFZ) und Herstellerbefragungen (IWES) durchgeführt.

Anlagenbestand



- 144 Biogasaufbereitungs-anlagen in Betrieb (Zubau in 2013: 24 Anlagen)
- Nenn-Aufbereitungskapazität Ende 2013 ca. 8,9 TWh_{Hs} (Quelle: Fraunhofer IWES nach Herstellerangaben)
- Gaseinspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz in 2013 ca. 5,8 TWh_{Hs}

Abb. 1: Biogasaufbereitungsanlagen zu Biomethan in Deutschland

CO_2-Abtrennverfahren

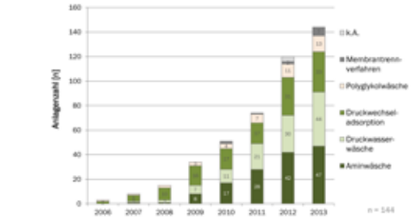


Abb. 2: Einsatz von Aufbereitungsverfahren zu Biomethan (2006 – 2013)

In Deutschland werden unter sechs verschiedenen Verfahren zur Biogasaufbereitung am häufigsten Aminwäsche, Druckwasserwäsche und Druckwechseladsorption eingesetzt. In den letzten 2 Jahren kommt zunehmend das Membranverfahren zur Anwendung.

Substrateinsatz
Für die Produktion von Biomethan wurden bisher überwiegend nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) bzw. deren Kombination mit Wirtschaftsdüngern genutzt.

Substratklasse	Anzahl der Anlagen im Gesamtbestand [n]	Gasmenge nach Aufbereitung, [$m^3_{i.N.}/h_{Biomethan}$]
NawaRo	80	50.375
NawaRo & Wirtschaftsdünger	43	21.555
NawaRo & organische Reststoffe	2	980
organische Reststoffe	11	10.968
organische Reststoffe & Wirtschaftsdünger	5	2.185
sonstiges (Klärschlamm, org. Reststoffe)	2	1.000
keine Angabe	1	350

Tab. 1: Verteilung der Gasmengen nach Substratklassen in Biomethananlagen im Jahr 2013

Vermarktungswege Biomethan
Biomethan wird überwiegend in den nach EEG vergüteten Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt. Die Stromerzeugung aus Biomethan in KWK-Anlagen Ende 2013 beträgt ca. 1,5 TWh_{el}. Für ein Drittel der in Deutschland erzeugten Biomethanmengen ist die Verwertung nicht bekannt.

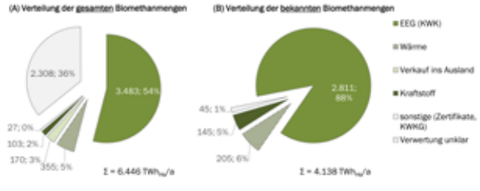


Abb. 3: Verwertungspfade Biomethan im Jahr 2013 (Datenbasis: dena Branchenbarometer 1/2014)

Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Torgauer Str. 116, D-04347 Leipzig, www.dbfz.de
Kontakt: jaqueline.daniel-gromke@dbfz.de
Tel: +49(0)341-2434-441, Fax: +49(0)341-2434-133

DBFZ Jahrestagung

1.-2. Oktober 2014 *im Mediencampus Villa Ida in Leipzig*

Thomas Horschig, Ronny Wirkner, Janet Witt, Daniela Thrän (DBFZ)

Der deutsche Biomethanmarkt und –handel Ein System Dynamics - Ansatz

Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
DBFZ

Der deutsche Biomethanmarkt und –handel

Ein System Dynamics - Ansatz

T.Horschig, R. Wirkner, J. Witt, D. Thrän

Ziel des Promotionsvorhabens im Zeitraum 2014 - 2016 ist es, ein **Marktsimulationsmodell für Biomethan** zu erstellen. Verwendet wird die **Methode System-Dynamics**, welche komplizierte Wirkungsbeziehungen in Marktmodellen abbilden kann. Beantwortet werden soll folgende Fragestellung:
Unter welchen Rahmenbedingungen ist in Deutschland und Europa die mittelfristige Entwicklung eines im Vergleich zu fossilen Erdgas wettbewerbsorientieren Preises für Biomethan vorteilhaft und welche Mengen Biomethan können dabei gehandelt/erzeugt werden ?

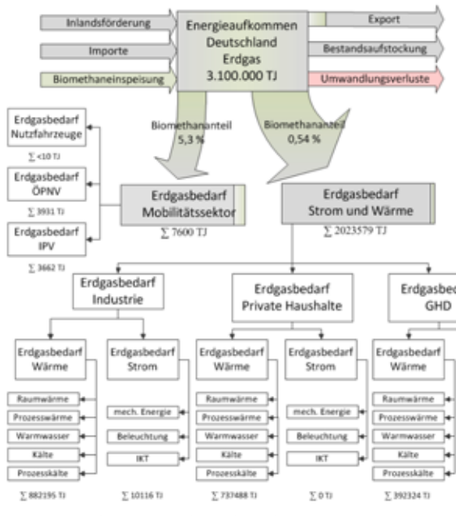


Abb.1 Vereinfachtes Modell des deutschen Erdgasmarktes

Zwischenergebnisse:
Nebenstehendes Schaubild zeigt **ein vereinfachtes Modell des deutschen Erdgasmarktes** mit Substitutions-möglichkeiten durch Biomethan. Diese werden anhand von drei Szenarien mit dem System-Dynamics-Modell simuliert, um neue Ansätze für eine Marktdurchdringung von Biomethan aufzuzeigen. Dies kann Entscheidungsträgern mögliche Handlungs-optionen bei der Ausgestaltung der **zukünftigen Rahmenbedingungen** für den deutschen Biomethanmarkt aufzeigen.

Ausblick: Im weiteren Verlauf der Arbeit steht, neben dem deutschen Markt, auch der **europäische Biomethanmarkt** im Fokus. Denn während die derzeitige Situation in Deutschland als stagnierend bezeichnet werden kann, zeigt sich der europäische Markt als Wachstumsmarkt. Mit einem Betrachtungs-zeitraum von 2000 – 2030 werden mittelfristige Entwicklungen simuliert.

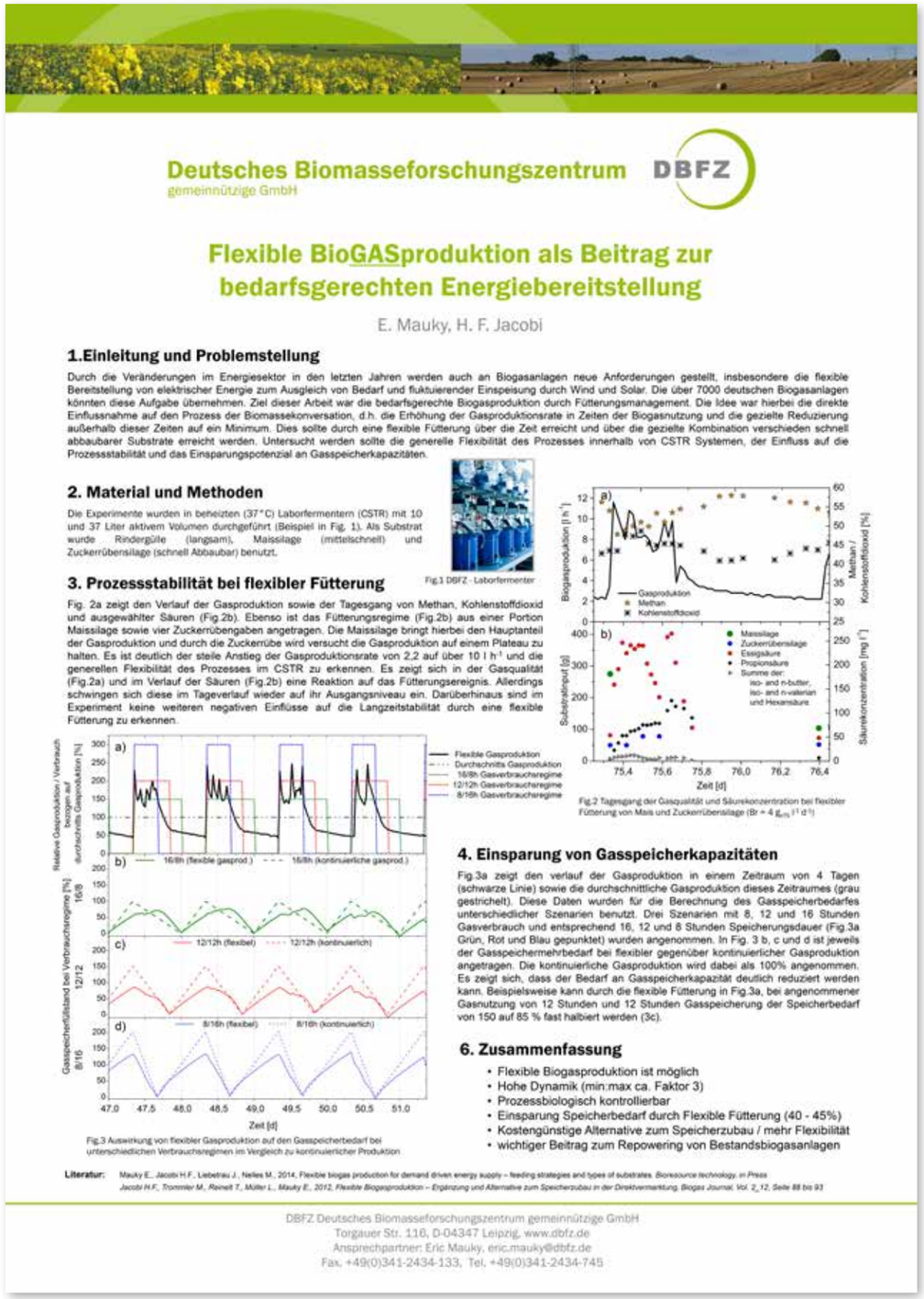
Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Torgauer Str. 116, D-04347 Leipzig, www.dbfz.de
Kontakt: thomas.horschig@dbfz.de
Phone: +49(0)341-2434-408, Fax: +49(0)341-2434-133

DBFZ Jahrestagung

01. - 02. Oktober 2014 *im Mediencampus Villa Ida in Leipzig*

Eric Mauky, Fabian Jacobi (DBFZ)

Flexible Bio<u>GAS</u>produktion als Beitrag zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung



Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH — DBFZ

Flexible BioGASproduktion als Beitrag zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung

E. Mauky, H. F. Jacobi

1.Einleitung und Problemstellung

Durch die Veränderungen im Energiesektor in den letzten Jahren werden auch an Biogasanlagen neue Anforderungen gestellt, insbesondere die flexible Bereitstellung von elektrischer Energie zum Ausgleich von Bedarf und fluktuierender Einspeisung durch Wind und Solar. Die über 7000 deutschen Biogasanlagen könnten diese Aufgabe übernehmen. Ziel dieser Arbeit war die bedarfsgerechte Biogasproduktion durch Fütterungsmanagement. Die Idee war hierbei die direkte Einflussnahme auf den Prozess der Biomassekonversation, d.h. die Erhöhung der Gasproduktionsrate in Zeiten der Biogasnutzung und die gezielte Reduzierung außerhalb dieser Zeiten auf ein Minimum. Dies sollte durch eine flexible Fütterung über die Zeit erreicht und über die gezielte Kombination verschieden schnell abbaubarer Substrate erreicht werden. Untersucht werden sollte die generelle Flexibilität des Prozesses innerhalb von CSTR Systemen, der Einfluss auf die Prozessstabilität und das Einsparungspotenzial an Gasspeicherkapazitäten.

2. Material und Methoden

Die Experimente wurden in beheizten (37°C) Laborfermentern (CSTR) mit 10 und 37 Liter aktivem Volumen durchgeführt (Beispiel in Fig. 1). Als Substrat wurde Rindergülle (langsam), Maissilage (mittelschnell) und Zuckerrübensilage (schnell Abbaubar) benutzt.

Fig.1 DBFZ - Laborfermenter

3. Prozessstabilität bei flexibler Fütterung

Fig. 2a zeigt den Verlauf der Gasproduktion sowie der Tagesgang von Methan, Kohlenstoffdioxid und ausgewählter Säuren (Fig.2b). Ebenso ist das Fütterungsregime (Fig.2b) aus einer Portion Maissilage sowie vier Zuckerrübengaben angetragen. Die Maissilage bringt hierbei den Hauptanteil der Gasproduktion und durch die Zuckerrübe wird versucht die Gasproduktion auf einem Plateau zu halten. Es ist deutlich der steile Anstieg der Gasproduktionsrate von 2,2 auf über 10 l h^{-1} und die generellen Flexibilität des Prozesses im CSTR zu erkennen. Es zeigt sich in der Gasqualität (Fig.2a) und im Verlauf der Säuren (Fig.2b) eine Reaktion auf das Fütterungsereignis. Allerdings schwingen sich diese im Tageverlauf wieder auf ihr Ausgangsniveau ein. Darüberhinaus sind im Experiment keine weiteren negativen Einflüsse auf die Langzeitstabilität durch eine flexible Fütterung zu erkennen.

Fig.2 Tagesgang der Gasqualität und Säurekonzentration bei flexibler Fütterung von Mais und Zuckerrübensilage (Br = 4 g_{oTS} l^{-1} d^{-1})

Fig.3 Auswirkung von flexibler Gasproduktion auf den Gasspeicherbedarf bei unterschiedlichen Verbrauchsregimen im Vergleich zu kontinuierlicher Produktion

4. Einsparung von Gasspeicherkapazitäten

Fig.3a zeigt den verlauf der Gasproduktion in einem Zeitraum von 4 Tagen (schwarze Linie) sowie die durchschnittliche Gasproduktion dieses Zeitraumes (grau gestrichelt). Diese Daten wurden für die Berechnung des Gasspeicherbedarfes unterschiedlicher Szenarien benutzt. Drei Szenarien mit 8, 12 und 16 Stunden Gasverbrauch und entsprechend 16, 12 und 8 Stunden Speicherungsdauer (Fig.3a Grün, Rot und Blau gepunktet) wurden angenommen. In Fig. 3 b, c und d ist jeweils der Gasspeichermehrbedarf bei flexibler gegenüber kontinuierlicher Gasproduktion angetragen. Die kontinuierliche Gasproduktion wird dabei als 100% angenommen. Es zeigt sich, dass der Bedarf an Gasspeicherkapazität deutlich reduziert werden kann. Beispielsweise kann durch die flexible Fütterung in Fig.3a, bei angenommener Gasnutzung von 12 Stunden und 12 Stunden Gasspeicherung der Speicherbedarf von 150 auf 85 % fast halbiert werden (3c).

6. Zusammenfassung

- Flexible Biogasproduktion ist möglich
- Hohe Dynamik (min:max ca. Faktor 3)
- Prozessbiologisch kontrollierbar
- Einsparung Speicherbedarf durch Flexible Fütterung (40 - 45%)
- Kostengünstige Alternative zum Speicherzubau / mehr Flexibilität
- wichtiger Beitrag zum Repowering von Bestandsbiogasanlagen

Literatur: Mauky E., Jacobi H.F., Liebetrau J., Nelles M., 2014, Flexible biogas production for demand driven energy supply – feeding strategies and types of substrates. *Bioresource technology, in Press*

Jacobi H.F., Trommler M., Reinelt T., Müller L., Mauky E., 2012, *Flexible Biogasproduktion – Ergänzung und Alternative zum Speicherzubau in der Direktvermarktung, Biogas Journal, Vol. 2_12, Seite 88 bis 93*

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116, D-04347 Leipzig, www.dbfz.de
Ansprechpartner: Eric Mauky, eric.mauky@dbfz.de
Fax. +49(0)341-2434-133, Tel. +49(0)341-2434-745

Falko Haak, Torsten Schmidt-Baum (DBFZ)

Arbeitsgruppe Regionale Integration

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH — DBFZ

Arbeitsgruppe Regionale Integration

Regionen im Fokus

- Nachhaltige Ressourcenbewirtschaftung
- Energiewende mit Bioenergie
- Regionale Energiekonzepte
- Regionaler Mehrwert
- Vernetzung regionaler Akteure
- Know-How-Transfer
- Stoffströme erfassen & lenken
- Monitoring & Evaluation
- Kreislaufwirtschaft

Bioenergie-Regionen und ihre technischen Biomassepotenziale

Zentrales Tätigkeitsfeld der AG „Regionale Integration“

- Entwicklung regional orientierter Bioenergiestrategien zur Erschließung ungenutzter Biomassen,
- Konzeption derer Einbindung in vorhandene Energie- und Stoffströme und
- begleitender Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz von Bioenergiesystemen.

Forschungsschwerpunkte	Dienstleistungen
Ressourcenidentifizierung › Methoden zur Quantifizierung örtlicher/regionaler Biomassepotentiale	› GIS-Analysen zu Potenzial & Nutzung in Projektregionen › Flächen- und Mengenerhebung für die Bereitstellung von Bioenergieträgern › Identifizierung von Vorzugsgebieten zur nachhaltigen Bioenergieproduktion
Analysetechniken zur Integration von Biomasse in Stoffströme › Räumliche und logistische Analysen für alternative Rohstoffe › Bedarfsgerechte Stoffstromlenkungsansätze	› Konzeptionierung neuer/optimierter regionaler Wertschöpfungsketten zur Erschließung von Biomasse › Verlängerung von Biomasse-Nutzungskaskaden
Untersuchungen zur Bioenergie im Wärmemarkt › Datenerhebungen und statistische Auswertungen › Entwicklungsstrategien verschiedener Versorgungsansätze mit Wärme	› Entwicklung regional angepasster Konzepte zur Einbindung von örtlich anfallender Biomasse für die Wärmeversorgung › SWOT-Analysen und Unterstützung einer innerstädtischen Nutzung von Bioenergie z.B. durch Mikrowärmenetze › Erarbeitung zukunftsfähiger Entwicklungsstrategien im Wärmemarkt
Monitoring und Evaluationsmethoden › Multikriterielle Bewertung der Effizienz und des regionalen Mehrwertes von Bioenergie	› Indikatortool zur Darstellung der regionalen Bioenergieentwicklung › Beratung und Begleitung partizipativer Bioenergieprojekte

Ausgewählte laufende und abgeschlossene Projekte

- **Grünlandenergie Havelland** - Entwicklung von übertragbaren Konzepten zur naturverträglichen energetischen Nutzung von Gras und Schilf am Beispiel der Region Havelland (BMU)
- **Bioenergie-Regionen** – Stoffstromanalysen und Effizienzbewertung der Wertschöpfungsketten einschließlich Wissenstransfer im Rahmen der Technisch-ökonomischen Begleitforschung für den Wettbewerb Bioenergieregionen (BMEL)
- **stadtPARTHEland** –Kulturlandschaftsmanagement als Brücke zwischen Metropole und ländlichem Raum“ (BMBF)
- Multikriterielle Bewertung des regionalen Mehrwertes durch Bioenergie (laufende Dissertation)
- Entwicklung einer Methode zur Verwendung der Daten des Schornsteinfegerhandwerks für die energiewirtschaftliche Berichterstattung – (laufende Dissertation)

Ansprechpartner: Dr. Torsten Schmidt-Baum
Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Torgauer Str. 116, D-04347 Leipzig, www.dbfz.de
Kontakt : torsten.schmidt-baum@dbfz.de
Tel.: +49(0)341-2434-597 Fax: +49(0)341-2434-133

AG Regionale Integration *im Bereich* **Bioenergiesysteme**

Aschmann, Volker

Institut für Landtechnik und Tierhaltung an der Bayerischen
Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)
Vöttinger Str. 36
85354 Freising

LfL
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

Dipl.-Ing. (FH) Volker Aschmann
Tel. 08161/71 4824
Fax: 08161/71 4048
E-Mail: volker.aschmann@lfl.bayern.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- seit 2002 am Institut für Landtechnik
- Januar bis Mai 2014 Messingenieur für Luftreinhaltung bei Müller-BBM GmbH

Aktuelle Position heute:
Projektleiter Schulungsprogramm „Biogas Kompetenz Bayern“ im Rahmen des Biogas Forum Bayern
In dieser Position seit Juni 2014

Gremientätigkeit
Mitglied im Fachbeirat „Schulungsverbund Biogas“, Leiter der AG VI „Schulung und Zertifizierung“ im Biogas Forum Bayern, Mitglied der AG „Bayernplan“ im StMELF, Mitglied der AG „Power to Gas“ der Energie Innovativ im StMIVT, Lehrbeauftragter der Technischen Hochschule Ingolstadt im Studiengang „Technik Erneuerbarer Energien“

Statement

Die Prozesskette der Produktion und Verwertung von Biogas ist komplex und von vielfältigen Einflussfaktoren geprägt. Die Bewertung der „Anlageneffizienz“ allein über Biogasraten ist möglich, jedoch messtechnisch fehlerbehaftet. Hier können elektrizitätsbasierte Effizienzkennzahlen, wie z.B. Stromausbeute und Eigenstrombedarfsanteil leichter messbare und aussagekräftigere Werte liefern

Brosowski, André

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig

André Brosowski
Tel.-Nr. +49 (0)341 2434 718
Fax: +49 (0) 341 2434 133
E-Mail: andre.brosowski@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen
DBFZ

Wichtige Projekte:
- Biomassepotenziale Afrika (IRENA)
- Strohbereitstellung „KACELLE“ (EU, FP7)
- Datenprodukte Bioenergie-Regionen (BMEL)
- Europäische Glycerinpotenziale „GRAIL“ (EU, FP7),
- Update JRC-EU-TIMES Model (EU)

Aktuelle Position heute:
Wissenschaftlicher Mitarbeiter,
in dieser Position seit: 2011

Statement

Die heimischen Biomassepotenziale sind begrenzt.
Machen wir das Beste daraus!

Dehmer-Omondi, Dagmar

Verlag Der Tagesspiegel GmbH
Askanischer Platz 3
10963 Berlin

Dagmar Dehmer-Omondi
Telefon: 030 29021 14307
E-Mail: Dagmar.Dehmer@tagesspiegel.de

Wichtigste berufliche Stationen:
Dagmar Dehmer ist seit 2001 Politikredakteurin beim Tagesspiegel. Sie ist dort zuständig für die Umweltberichterstattung, besondere Schwerpunkte sind der Klimawandel und die Energiewende. Außerdem berichtet sie über entwicklungspolitische Themen und über Afrika, speziell Ostafrika und Nigeria. Dagmar Dehmer ist Trägerin des Deutschen Umweltmedienpreises 2010, der von der Deutschen Umwelthilfe vergeben wird.

Aktuelle Position heute:
Redakteurin / Moderatorin

Statement

Daniel-Gromke, Jaqueline

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig

Jaqueline Daniel-Gromke
Tel.: 0314/ 24 34 -441
Fax: 0314/ 24 34 -133
E-Mail: Jaqueline.daniel-gromke@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- 2005 – 2008 IE Leipzig, Projektleiter Biogas
- 2004 ifeu Heidelberg, Praktikum
- 2004 Abschluss Studium Diplom Umweltwissenschaften Uni Lüneburg

Aktuelle Position heute:
Arbeitsgruppenleiterin Systemoptimierung, Bereich Biochemische Konversion (BK) am DBFZ
In dieser Position seit 2008

Statement

Künftig ist ein überwiegender Einsatz von Abfall- und Reststoffen zur Stromerzeugung aus Biomasse vorgesehen. Die Potenziale zur energetischen Nutzung organischer Reststoffe sind vergleichsweise gering, jedoch noch nicht ausgeschöpft. Die Forcierung der Reststoffnutzung bedarf weiterer Anreize (u.a. Abbau von Hemmnissen in der Genehmigungspraxis, Informationsdefiziten, Etablierung regionaler Planungs- und Steuerungsinstrumente).

Dobler, Uli

A.P. Bioenergietechnik GmbH
Träglhof 2
92242 Hirschau

Dipl. Wirtschaftsing. Ulrich Dobler
Tel.: +49 9608-9230128
Fax: +49 9608-913319
E-Mail: u.dobler@oeko-therm.net

Wichtigste berufliche Stationen:
- seit 9 Jahren Gesamt-Vertriebsleiter weltweit bei ÖKOTHERM,
- seit insgesamt 15 Jahren im Bereich der erneuerbaren Energien in geschäftsführenden und leitenden Funktionen mit vertrieblicher Ausrichtung tätig

Aktuelle Position heute:
Gesamt-Vertriebsleiter weltweit,
In dieser Position seit 2005

Gremientätigkeit:
- Energieausschuß IHK Stuttgart
- Konsultationskreis Feuerungs- und Abscheiderhersteller

Statement

Die Einhaltung von gesetzlich vorgegebenen Emissionsgrenzwerten sowie niedrigen Schadstoffemissionen in allen Betriebsphasen können in Kleinfeuerungsanlagen durch eine geeignete Nutzung von primären und sekundären Emissionsminderungsmaßnahmen erfolgen. Die Kohlenstoffmonoxid- und Staubemissionen konnten an einem Multifuelkessel der Fa. A. P. Bioenergietechnik durch die Integration eines Katalysators und eines Elektroabscheiders sowie der Optimierung der Verbrennungsregelung deutlich reduziert werden.

Domschke, Anita

Sächsisches Staatsministerium für Umwelt
und Landwirtschaft
Archivstraße 1
01097 Dresden

Anita Domschke
Tel.: 0351 564-2300
Fax: 0351 564-2309
E-Mail: anita.domschke@smul.sachsen.de

Wichtigste berufliche Stationen

- Abschluss des Studiums an der Karl-Marx-Universität Leipzig als Diplomagraringenieur
- Verschiedene Leitungsfunktionen in landwirtschaftlichen Praxisbetrieben
- seit 1990 im Sächsisches Staatsministerium für Landwirtschaft / ab 1999 Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft

Aktuelle Position heute:
Abteilungsleiterin Land- und Forstwirtschaft
In dieser Position seit: 1998/ 2010

Gremientätigkeit:
Aufsichtsrat DBFZ

Statement

Zur Nutzung von Rest- und Abfallstoffen sind in Sachsen noch Chancen und Potenziale vorhanden. Reststoffe aus der Landwirtschaft, Landschaftspflegematerial, Grünschnitt sowie Grün- und andere Bioabfälle sind wichtige Rohstoffe für die Energiegewinnung. Nicht zuletzt bieten auch die Klimaeffekte durch Treibhausgaseinsparungen Potenziale für die Biomassenutzung.

Dunkelberg, Elisa

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)
Potsdamer Str. 105
10785 Berlin

Dr.-Ing. Elisa Dunkelberg
Tel.: +49 (30) 884594-36
Fax: +49 (30) 8825439
E-Mail: Elisa.dunkelberg@ioew.de

Wichtigste berufliche Stationen:

- 2010 bis 2014: Promotion an der TU Berlin,
- Fachbereich Sustainable Engineering

Aktuelle Position heute:
Wissenschaftlerin am IÖW
In dieser Position seit 2009

Statement

Die Aufbereitung von Biogas und Einspeisung in das Erdgasnetz hat Vorteile für das Energiesystem (flexibler Einsatz des Energieträgers sowohl zeitlich als auch in den Sektoren Strom, Wärme, Kraftstoffe). Im Markt gibt es bereits verschiedene Aufbereitungsverfahren, im Projekt MEGAS wird ein innovatives Membranverfahren weiterentwickelt und im Hinblick auf den Klimaschutz optimiert. Der Vortrag geht auf die Frage ein, wie die Verfahren aus ökonomischer und ökologischer Perspektive zu bewerten sind.

Enke, Dirk

Universität Leipzig
Institut für Technische Chemie
Linnéstraße 3-4, 04103 Leipzig

Prof. Dr. rer. nat. habil. Dirk Enke
Tel. 0341/9736302
E-mail: dirk.enke@uni-leipzig.de

Wichtigste berufliche Stationen:

- 1989 - 1994 Chemiestudium an der Technischen Hochschule Merseburg und an der Universität Halle-Wittenberg
- 1998 Promotion zum Dr. rer. nat. am Fachbereich Chemie der Universität Halle
- 1999 - 2009 Leiter des Mikrostrukturlabors des Institutes für Technische Chemie und Makromolekulare Chemie der Universität Halle
- 2005 Habilitation zum Dr. rer. nat. habil. an der Mathematisch-Naturwissenschaftlich-Technischen Fakultät der Universität Halle
- 2005 - 2009 Privatdozent am Institut für Chemie der Universität Halle, Bereich Technische Chemie

Aktuelle Position heute:
Professor für Technische Chemie an der Universität Leipzig

Statement

Holzbetriebene Kleinfeuerungsanlagen wie Kaminöfen oder Kessel werden, speziell in Deutschland, immer beliebter. Jüngste Studien des Umweltbundes (UBA) zeigen aber, dass damit auch ein Anstieg der Feinstaubemissionen aus kleinen Holzfeuerungsanlagen verbunden ist. Dies erfordert, nach einer exakten Analytik der entstehenden Schadstoffe, gezielte Maßnahmen zur Emissionsminderung. Das Spektrum der integrierten und kombinierten Maßnahmen zur Schadstoffreduzierung reicht dabei von der Optimierung des Verbrennungsprozesses, über elektrostatische Staubabscheidung bis hin zum Einsatz von Katalysatoren. Aktuelle Entwicklungen zur Emissionsminderung bei Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen werden im Rahmen der Session vorgestellt und diskutiert.

Faßauer, Georg

Fraunhofer IKTS
Winterbergstraße 28
01277 Dresden

Dr.-Ing. Burkhardt Faßbauer
Tel. 0351 2553 7667
E-Mail: burkhardt.fassauer@ikts.fraunhofer.de

Wichtigste berufliche Stationen

- Studium Wasserwirtschaft 93-98 an TUD, dann IKTS
- 2008-2010 EU-Referent am SMWK

Aktuelle Position heute:
Abteilungsleiter Biomassetechnologien und Membranverfahrenstechnik
In dieser Position seit: 2012

Statement

Mit Hilfe von Anpassungen des Betriebes von Biogasanlagen in den Bereichen Prozessbewirtschaftung und –überwachung sowie bei der Gasaufbereitung kann eine signifikante Flexibilisierung der Energiebereitstellung erreicht werden. Eine bedarfsgerechte Produktion ist möglich. Dadurch kann das Volumen zusätzlich zu errichtender Gasspeicher erheblich reduziert werden.

Hartmann, Ingo

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Dr. rer. nat. Ingo Hartmann
Tel.: 0341/2434 541
Fax: 0341/2434 133
E-Mail: Ingo.Hartmann@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen

- Studium an der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig mit Abschluss Dipl.-Ing. (FH) Energietechnik, Fachrichtung Umwelttechnik, 1998 bis 2002
- Promotion im Fachgebiet Chemie zum akademischen Grad „Doctor rerum naturalium“ (Dr. rer. nat.) an der Fakultät für Chemie und Mineralogie der Universität Leipzig mit einem Thema zur „Mikrowellenunterstützten heterogenen Katalyse“, 2003 bis 2007
- Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Fakultät Maschinenbau und Energietechnik der HTWK Leipzig, 2006 bis 2008

Aktuelle Position heute:
Arbeitsgruppenleiter Kleinanlagentechnik am DBFZ
In dieser Position seit: 2008

Statement

Die Verbrennung von fester Biomasse in Kleinfeuerungsanlagen zur dezentralen Wärmeerzeugung kann emissionsarm erfolgen. Dazu ist es notwendig, die richtige Technik für jeden Anwendungsfall unter Beachtung der örtlichen Bedingungen einzusetzen. Insbesondere sind dabei die Brennstoffeigenschaften und das Nutzerverhalten zu berücksichtigen. Der Einsatz von automatischen Kleinstfeuerungen im Leistungsbereich unter 5 kW mit Sturzbrandprinzip wird als vielversprechende Lösung untersucht.

Häring, Georg

Institut für neue Energie-Systeme (InES) der Technischen Hochschule Ingolstadt
Esplanade 10
85049 Ingolstadt

Georg Häring
Tel.: 0841 9348 6410
Fax: 0841 9348 996410
E-Mail: georg.haering@thi.de

Wichtigste berufliche Stationen

- 2008 Dipl.-Ing. (FH)
- PhD-Student De Montfort University Leicester (seit 2012)

Aktuelle Position heute:
Wissenschaftlicher Mitarbeiter
In dieser Position seit: 2008

Statement

Im Rahmen eines Forschungsvorhabens wird der Betrieb einer im Tagesgang flexibel betriebenen Biogasanlage demonstriert. Unter Kenntnis der technischen Eigenschaften der von der gesteuerten Stromerzeugung betroffenen Komponenten ist ein effizienter flexibler Betrieb möglich. Für unterschiedliche bestehende Biogasanlagen sind jeweils individuelle Flexibilisierungskonzepte darstellbar und möglich.

Jacobi, Fabian

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Dr. agr. H. Fabian Jacobi
Tel.: +49 (0)341 2434-378
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: fabian.jacobi@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- Studium der Biologie an der Universität Bremen, Schwerpunkte Zell-/Biochemie / Mikrobiologie
- Promotion am Institut für landwirtschaftliche Verfahrenstechnik zum Einsatz von Nahinfrarotspektroskopie an Bigoasanlagen

Aktuelle Position heute:
Arbeitsgruppenleiter Prozssüberwachung und simulation
In dieser Position seit (Jahr): 2011

Statement

Der flexible Einsatz von Energie aus Biogas kann einen großen Einfluss auf die Stabilität des Energiesystems haben. Der anaerobe Prozess ist in der Lage auch sehr flexibel Biogas bereitzustellen. Die flexible Produktion von Biogas ist sowohl in herkömmlichen Anlagen, als auch mit innovativen Konzepten möglich.

Jung, Uwe

HTWK Leipzig, Fakultät Maschinenbau und Energietechnik
Koburger Straße 62
04416 Markkleeberg

Prof.-Dr.-Ing. Uwe Jung
Tel.: 0341-3076-4246
Fax.: 0341-3076-4202
E-mail: uwe.jung@htwk-leipzig.de

Wichtigste berufliche Stationen
- 1995 – 2002: wiss. Assistent Lehrstuhl Abfallwirtschaft BTU Cottbus (Promotion zum Dr.-Ing.)
- 2002 – 2007: freie Wirtschaft, zuletzt Betriebsleiter Biogasanlage Halle-Lochau
- 2007 – 2009: DBFZ Arbeitsgruppenleiter bei Biochemische Konversion

Aktuelle Position heute:
Professor für Kraftwerkstechnik und Energiewirtschaft
In dieser Position seit: 2009

Gremientätigkeit:
Leitung des VDI-Wissensforums 'Einsatz von Biomasse'

Statement

Die Kraftwerkstechnik steht - vor dem Hintergrund des Umbaus der Energiesysteme - im Wandel. Fossile und nukleare Kraftwerke werden sukzessive durch regenerative Energieträger ersetzt. Die Energiewirtschaft erfährt unter den Bedingungen liberalisierter Märkte eine Umstellung auf dezentrale und intelligente Strukturen.

Kietzmann, Falko

Hallesche Wasser und Stadtwirtschaft GmbH
Bornknechtstraße 5, 06108 Halle

Dipl.-Ing. Falko Kietzmann
Tel. 0345-581-4227
Fax: 0345-581-4365
falko.kietzmann@hws-halle.de

Wichtigste berufliche Stationen:

- 1996 – 2003: Studium Umwelttechnik an der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg, seit 2004 bei der Stadtwirtschaft Halle / HWS GmbH
- ab 2007: Projektleiter Kurzumtriebsplantagen im urbanen Raum
- seit 2010: Projektleiter Hydrothermale Carbonisierung bei der HWS

Aktuelle Position heute:
Abteilungsleiter Stoffstrommanagement
In dieser Position seit (Jahr): 2012

Statement

Mit der HTC können neue Stoffströme für die energetische Nutzung erschlossen werden. Verfügbare Technik steht oft noch am Anfang und bietet großes Optimierungspotential. Auch jenseits der energetischen Verwertung sind Einsatzfelder möglich.

Klemm, Marco

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Dr.-Ing. Marco Klemm
Tel.: +49 (0)341 2434-537
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: marco.klemm@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen:

- 1999-2003: Promotionsstudent am Lehrstuhl Kraftwerkstechnik
- 2003 - 2007: Technische Universität Dresden, Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl Kraftwerkstechnik
- 2007 - 2008: Technische Universität Dresden Arbeitsgruppenleiter “Bioenergietechnik“ an der Professor Verbrennung, Wärme- und Stoffübertragung

Aktuelle Position heute:
Arbeitsgruppenleiter im Bereich Thermo-chemische Prozesstechnik

Statement

Hydrothermale Prozesse sind hervorragend geeignet, um zur Koppelproduktion von Energieträgern und stofflichen Erzeugnissen beizutragen. Außerdem stehen reststoffbasierte, feuchte Biomassen in keiner Konkurrenz zu anderen Nutzungsoptionen wie der Nahrungsmittelproduktion und tragen somit zu einer hohen sozialen Akzeptanz dieses ressourcenschonenden Bioenergieträgers bei.

Köppel, Wolfgang

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des
Karlsruher Instituts für Technologie
Engler-Bunte-Ring 1
76131 Karlsruhe

Dipl.-Ing. Wolfgang Köppel
Tel.: 0721 9640223
Fax: 0721 96401213
E-Mail: koeppel@dvgw-ebi.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- ca. 8 Jahre Anlagenbau im Bereich Müllentsorgung und Müllaufbereitung
- seit 2003 im Bereich Gas am EBI tätig im Bereich Gasaufbereitung
- seit 2006 Biogas

Aktuelle Position heute:
Gruppenleiter Systeme und Netze
In dieser Position seit (Jahr): Ende 2012

Gremientätigkeit: Verschiedene DVGW-Gremien mit Bezug Biogas und Wasserstoff

Statement

Biogasanlagen können bei entsprechender Bauweise und Wartung ein positives ökologisches Saldo beim Methanschlupf im Vergleich zum eingesparten fossilen CO2 aufweisen.

Krassowski, Joachim

Fraunhofer Umsicht
Osterfelder Straße 3
46047 Oberhausen

Joachim Krassowski
Tel. 0208-85981162
E-Mail: joachim.krassowski@umsicht.fraunhofer.de

Wichtigste berufliche Stationen
- Studium Bioverfahrenstechnik TU Braunschweig / TU Delft bis 1997
- Projektingenieur PAQUES bv Niederlande bis 2000
- Projektleiter VA Tech Spezialanlagenbau bis 2002

Aktuelle Position heute:
Gruppenleiter Biogas
In dieser Position seit: 2013

Gremientätigkeit:
Kommission Reinhaltung der Luft im VDI und DIN – Normausschuss KRdL

Statement

Die Biogastechnologie leidet derzeit zu Unrecht unter einem schlechten Image. Im Rahmen einer einseitigen Kosten- und Vermaisungsdiskussion wurden die positiven Eigenschaften der Technologie nicht mehr angemessen betrachtet. Die Biogastechnologie als speicherbarer Energieträger mit hoher regionaler Wertschöpfung muss auch zukünftig als einer der Bausteine eines regenerativen Energiesystems maßvoll weiterentwickelt werden.

Krautzberger, Lisann

Next Kraftwerke GmbH
Lichtstraße 43 g
50825 Köln

Dipl. Kff. Lisann Krautzberger
Tel.: 0221/ 82 00 85 -57
Fax: 0221/ 82 00 85 -9057
E-Mail: krautzberger@next-kraftwerke.de

Wichtigste berufliche Stationen

- Diplomarbeit bei der RWE Power AG zum Thema Portfoliomanagement im Emissionshandel
- wissenschaftliche Mitarbeiterin am Energiewirtschaftlichen Institut (EWI) und Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität zu Köln (bis 2012)
- Studium der Studium der Betriebswirtschaftslehre in Köln am EWI.

Aktuelle Position heute:
Leiterin der Abteilungen Finanzen und Produktentwicklung bei der Next Kraftwerke GmbH.
Seit August 2014 ist sie Geschäftsführerin der Next Kraftwerke AT GmbH in Österreich.

Statement

1. Kurzfristige Flexibilität im Strommarkt wird immer wichtiger: Insbesondere Biogas kann Kapazitätslücken füllen und Regelenergie bereitstellen
2. Die reine Grundlastproduktion von Biogas verliert an Bedeutung, hierfür sind die Kosten der Stromerzeugung auch zu hoch
3. Virtuelle Kraftwerke sind ein Beitrag von Marktmechanismen im Einsatz gegen zunehmende Regulierung im Strommarkt

Lehmann, Sylvia

Deutsche Gesellschaft für Abfallwirtschaft e.V. (DGAW)
Nieritzweg 23
14165 Berlin

Dipl.-Ing. Sylvia Lehmann
Tel.-Nr. 030 84509553
Fax: +49 (0) 30 8159699
info@dgaw.de; Sylvia.lehmann@tomm-c.de

Wichtigste berufliche Stationen

- in.vent Diagnostica GmbH, Qualitätsmanagementbeauftragte und M&V- Mitarbeiterin für ein biotechnologisches Unternehmen
- BIFAU GmbH, Umweltanalytiklabor für alle Umweltmedien, wissenschaftliche Mitarbeiterin, Datenanalysen und Erstellung von Gutachten insb. für Luftimmissionsmessungen und Altlastenerkundungen

Aktuelle Position heute:
Freie Mitarbeiterin für TOMM+C Thomas Obermeier Management & Consulting, Unternehmensberatung im Bereich Abfall- und Energiewirtschaft;
Arbeitsschwerpunkte: Marktanalysen, insbesondere zur thermischen Verwertung von Abfällen und Biomasse im In- und Ausland, Klimarelevanz von Abfallbehandlungsverfahren, Auswirkungen aktueller Umweltgesetzgebung deutschland- und EU-weit,
Recherche, Erhebung und Bewertung von technischen Daten
In dieser Position seit: 2006

Statement

--

Lenz, Volker

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Dr.-Ing. Volker Lenz
Tel.: +49 (0)341 2434-450
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: volker.lenz@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- Aufbaustudium Energiewirtschaft an der FH Darmstadt
- HessenENERGIE GmbH (Wind, Solar, Bioenergie)
- Promotion zur Minderung von Feinstaubemissionen aus Kaminöfen

Aktuelle Position heute:
Bereichsleiter Thermo-chemische Konversion
In dieser Position seit: 2007

Gremientätigkeit:
DIN 33999, VDI 3670, Ad hoc Arbeitskreis 1. BImSchV

Statement

Als mittlerweile eine der teuersten erneuerbaren Energieformen mit begrenztem Kostensenkungspotenzial sind zukunftsweisende Konzepte zur Einbindung der Bioenergie in Strom- und Wärmesysteme zwingend erforderlich. Im Strombereich könnte eine weitere Verschärfung der Anforderungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energieerzeuger zu Konstellationen führen, in denen die Bioenergie in Zusammenspiel mit PV- und/oder Windenergieanlagen Kostenvorteile und Effizienzgewinne gegenüber Speichersystemen oder Überdimensionierungen realisieren kann. Im Wärmebereich kann ein sehr viel flexiblerer Einsatz von Feuerungen und Mikro-KWK-Anlagen in Kombination mit anderen erneuerbaren Wärmequellen eine Perspektive für eine erneuerbare Wärmeversorgung darstellen.“ (SmartBiomassHeat)

Lewandowski, Iris

Universität Hohenheim
Fruwirthstr. 23

Prof. Dr. Iris Lewandowski
Tel.: 0711 459 22221
E-Mail: iris_lewandowski@uni-hohenheim.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- Promotion und Habilitation im Bereich Pflanzenbau an der Universität Hohenheim
- Senior Researcher am Copernicus Institute der Universität Utrecht Niederlande im Forschungsprogramm Biomasse und Bioenergie
- Global Biomass R&D Program Manager, Shell Global Solutions

Aktuelle Position heute:
Professur für Nachwachsende Rohstoffe und Bioenergiepflanzen an der Universität Hohenheim
In dieser Position seit (Jahr): 201

Gremientätigkeit:
Associate Editor GCB - Bioenergy

Statement

Neben der Einsparung von Treibhausgasemissionen und dem Erhalt biologisch wertvoller Flächen, wie von der EU gefordert, gibt es eine Reihe weiterer gesellschaftlicher Anforderungen an die Nachhaltigkeit der Biomasse, wie die Vermeidung der Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und eine vielseitige Rohstoffproduktion. Bei der Suche nach Alternativen oder Ergänzungen zur jetzigen Energiepflanzenproduktion, welche die oben genannten Anforderungen erfüllen, ist es wichtig nicht einseitig zu gucken, sondern eine Kombination verschiedener Rohstoffbereitstellungssysteme zu nutzen. Hierzu gehören beispielsweise die energetische Nutzung von Reststoffen aus der Landwirtschaft und von überschüssigem Dauergrasland, die Nutzung von marginalen Flächen für die Biomasseproduktion und mehrjährige Produktionssysteme. Die Umsetzung dieser Konzepte kann allerdings nur gelingen wenn es auch rohstofftolerante Konversionsverfahren gibt.

Liebetrau, Jan

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Dr.-Ing. Jan Liebertrau
Tel.: 0341 2434-716
Fax: 0341 2434-133
E-Mail: jan.liebetrau@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen
- Promotion zum Doktor Ingenieur, Fakultät Bauingenieurwesen, Professur für Abfallwirtschaft,“
- Regelungsverfahren für die anaerobe Behandlung von organischen Abfällen“ (Bauhaus-Universität Weimar)
- DBFZ, Wissenschaftlicher Mitarbeiter des Fachbereichs Biochemische Konversion,
- Gruppenleiter „Prozessbiologische Optimierung“

Aktuelle Position heute:
Bereichsleiter „Biochemische Konversion“
In dieser Position seit: 2011

Gremiumtätigkeit:
Richtlinienausschuss VDI 4630 (Verein Deutscher Ingenieure VDI e.V.)

Statement

Mit einer installierten Leistung von ca. 3400 MW (Ende 2013) leisten Biogasanlagen einen signifikaten Beitrag zur Bereitstellung von Erneuerbarer Energie in Deutschland. Nach dem starken Zubau an Anlagen im letzten Jahrzehnt wird in Zukunft der Fokus auf einem qualitativen Aubau der Kapazitäten liegen – effiziente Anlagen zur flexiblen Energiebereitstellung sind gefragt. Die zentrale Frage wird sein, wie das Potential von modernen Biogasanlagen in ökonomisch tragfähige Konzepte umgesetzt werden kann.

Lüdtke, Oliver

VERBIO Vereinigte BioEnergie AG
Augustusplatz 9
04109 Leipzig

Dr. Ing. Oliver Lüdtke
E-Mail: info@verbio.de
Tel.-Nr. 0341 308530-0
Fax-Nr. 0341 341 308530-999

Wichtigste berufliche Stationen
- 1993: Abschluss des Maschinenbau-Studium an der Universität Hannover
- 1996: Promotion am chemischen Institut des GKSS Forschungszentrums, Geesthacht.
- 1997 bis 2000: Projektleiter im Engineering der Hoechst AG, Frankfurt und wechselte im Anschluss bis 2005 zum Chemiekonzern Celanese, bei dem er verschiedene leitende Funktionen im Produktionsbereich ausführte und als Six Sigma Black Belt ausgebildet und eingesetzt wurde.
- 2005 und 2007: Standortleiter des japanischen Chemiekonzerns Polyplastics, Oberhausen
- Seit 2007 ist Dr. Lüdtke als Segmentleiter für Bioethanol und Biogas bei der VERBIO AG.

Aktuelle Position heute:
Seit Mai 2011 Vorstand für Bioethanol und Biogas bei der VERBIO AG.

Statement

Bioethanol-Verbundanlagen sind schon heute Bioraffinerien. In diesen Bioraffinerien werden auf Basis von neusten Technologien eine Vielzahl von Produkten hergestellt. Diese Verbundanlagen bieten zahlreiche ökologische und ökonomische Vorteile, die an dem Beispiel einer unserer Bioraffinerien vorgestellt werden.

Majer, Stefan

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Dipl.-Ing. Stefan Majer
Tel.: +49 (0)341 2434-411
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: stefan.majer@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- 2007-2014 wissenschaftlicher Mitarbeiter, Projektleiter in den Bereichen „Bioenergiesysteme“ und „Biogastechnologie“ (2007-2009) und Arbeitsgruppenleiter „Gesamtsysteme“ im Bereich Biokraftstoffe (2009-2011)
- Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH DBFZ (vormals Institut für Energetik und Umwelt gGmbH), Leipzig
- Abschluss Studium Technischer Umweltschutz mit den Vertiefungsrichtungen Systemumwelttechnik und Abfallwirtschaft TU Berlin

Aktuelle Position heute:
Leiter Arbeitsgruppe „Nachhaltigkeit und Biomassepotenziale“ im Fachbereich Bioenergiesysteme
In dieser Position seit (Jahr): 2011

Gremientätigkeiten:
Senatsarbeitsgruppe (SAG) „Minderung der Treibhausgas-Emissionen“ (Senat der Bundesforschungsinstitute)

Statement

Die energetische Nutzung von Biomasse hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Im nächsten Schritt ist der Übergang von einem quantitativen zum qualitativen Wachstum nötig. Zur Sicherung einer nachhaltigen Biomassenutzung ist daher die Berücksichtigung weiterer Indikatoren und ein robustes Kontrollsystem notwendig.

Matthes, Mirjam

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig

Dipl.-Ing. (FH) Mirjam Matthes
Tel.: +49 (0) 341 2434 473
Fax: +49 (0) 341 2434 133
E-Mail: Mirjam.matthes@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen
- 2004-2009 Studium Energie- und Umwelttechnik, mit dem Abschluss Diplom-Ingenieur (FH) in der Fachrichtung Umwelttechnik an der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur (HTWK) in Leipzig
- 2009-2010 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ im Department Technische Umweltchemie für das Projekt „Emissionsminderung bei Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen“
- seit 2013 Doktorand der Universität Leipzig an der Fakultät für Chemie und Mineralogie; Kooperative Promotion zusammen mit HTWK Leipzig Fakultät Maschinenbau und Energietechnik

Aktuelle Position heute:
Wissenschaftlicher Mitarbeiter, Bereich Thermo-chemische Konversion; AG Kleinanlagentechnik
In dieser Position seit: 2011

Statement

Die Einhaltung von gesetzlich vorgegebenen Emissionsgrenzwerten sowie niedrigen Schadstoffemissionen in allen Betriebsphasen können in Kleinfeuerungsanlagen durch eine geeignete Nutzung von primären und sekundären Emissionsminderungsmaßnahmen erfolgen. Die Kohlenstoffmonoxid- und Staubemissionen konnten an einem Multifuelkessel der Fa. A. P. Bioenergietechnik durch die Integration eines Katalysators und eines Elektroabscheiders sowie der Optimierung der Verbrennungsregelung deutlich reduziert werden.

Möller, Kristian

Thüringer Bioenergieregion / Regionale Aktionsgruppe
Saale-Holzland e.V.
Nickelsdorf 1
07613 Crossen an der Elster

M.Sc. Kristian Möller
Tel.: 036693/230944
036693/ 23079
E-Mail: k.moeller@bioenergie-region.de

Wichtigste berufliche Stationen

- Ausbildung Industriekaufmann in einem Luft- und Heiztechnikunternehmen
- Studentische Hilfskraft am DBFZ, Bereich Bioenergie

Aktuelle Position heute:
Projektleitung biogene Rohstoffe / Jugendbildung
In dieser Position seit: 2013

Statement

Die Thüringer Bioenergieregion forciert sei dem Frühjahr 2013 die Akquirierung des regionalen Landschaftspflegematerials für eine bioenergetische Nutzung. Denn theoretisch bringt die Sammlung dieser Materialien viele positive Synergieeffekte mit sich. Jedoch ergeben sich in der Praxis nicht nur an den Schnittstellen in der Logistikkette sondern auch im rechtlichen und administrativen Bereich zahlreiche Barrieren die zunächst überwunden werden müssen.

Mühl, Dorothee

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Scharnhorststr. 34-37
D-10115 Berlin

Ministerialdirigentin Dr. Dorothee Mühl
Tel: 030/2014-7380
E-Mail: buero-iiib@bmwi.bund.de

Wichtigste berufliche Stationen:

- Studim Jura und Verwaltungswissenschaften in Deutschland und in den USA
- Promotion zu einem rechtsvergleichenden Thema
- Nach Tätigkeit in der Rechtsabteilung einer Bank in verschiedenen Funktionen im Bundeswirtschaftsministerium tätig
- Übernahme der Unterabteilung für Energierecht und Energieinfrastruktur im Jahr 2000.

Aktuelle Position heute:
Seit April 2014 leitet sie die Unterabteilung Strom der Abteilung Energiepolitik – Strom und Netze.

Statement

Müller-Langer, Franziska

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Dr.-Ing. Franziska Müller-Langer
Tel.: +49 (0)341 2434-423
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: franziska.mueller-langer@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (vormals Institut für Energetik und Umwelt gGmbH)
- Promotion zum Thema Biokraftstoffe an der TU Hamburg-Harburg
- Maschinenbaustudium mit Spezialisierung auf Energietechnik an der TU Bergakademie Freiberg

Aktuelle Position heute:
Bereichsleiterin „Bioraffinerien“
In dieser Position seit: 2008

Gremientätigkeit:
Beiratsmitglied Förderkreis (Abgasnachbehandlungstechnologien für Dieselmotoren FAD e.V.);
Wissenschaftlicher Beirat (Leibniz-Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim ATB, APECS e.V.);
Independent Scientific Advisory Board (BioFuelNet Canada Inc.)

Statement

Wichtige Bausteine für die Umsetzung der Ziele der Bioökonomiestrategie sind die Erforschung und Entwicklung innovativer Technologieansätze für möglichst flexibel arbeitende, hocheffiziente und nachhaltige Bioraffineriekonzepte. Sie ermöglichen es bedarfsorientiert verschiedenste Produkte aus Biomasse für die stoffliche und energetische Anwendung bereitzustellen.

Nelles, Michael

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Prof. Dr. mont. Michael Nelles
Tel.: 0341 2434-113
Fax: 0341 2434-133
E-mail: michael.nelles@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen
- Promotion zum Dr. mont., Fachbereich Industrieller Umweltschutz (Universität Leoben/Österreich)
- Professor und Leiter des Fachbereichs Technischer Umweltschutz (Hochschule für Angewandte Wissenschaft und Kunst Hildesheim/Holzminden/Göttingen; Fakultät Ressourcenmanagement, Göttingen)

Aktuelle Position heute:
- DBFZ, Wissenschaftlicher Geschäftsführer, in dieser Position seit: 2012
- Universität Rostock, Professor, Inhaber des Lehrstuhls für Abfall- und Stoffstromwirtschaft, In dieser Position seit: 2012

Gremientätigkeit (Auswahl):
Gastprofessuren in China, u.a. am Institut für Erneuerbare Energien an der Petroleum Universität Peking, China, Mitglied im Vorstand Bioeconomy e.V., BMBF-Exzellenz-Cluster Bioökonomie, Leuna, Mitglied der Leitungsgruppe Forschung des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL), Berlin

Statement

Im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung muss die Energieversorgung in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten vollständig auf erneuerbare Energien ausgerichtet und die Versorgung der Wirtschaft mit organischen Grundstoffen in diesem Jahrhundert von petro- auf biobasierte Stoffe umgestellt werden. Für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende und die Implementierung der Bioökonomiestrategie in Deutschland ist die integrierte stoffliche und energetische Verwertung von Biomasse in Form der Koppelproduktion und Kaskadennutzung ein Schlüssel zum Erfolg. Eine Erhöhung der Energieeffizienz über die vernetzten Wertschöpfungsketten ist hierbei ebenso unerlässlich, wie die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien.

Nitzsche, Roy

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Dipl.-Ing. Roy Nitzsche
Tel.: +49 (0)341 2434-574
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: Roy.Nitzsche@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- Studium Umweltingenieur an der TU Freiberg (2006-2012)
- Diplomarbeit am Institut für Luft- und Kältetechnik

Aktuelle Position heute:
Wissenschaftlicher Mitarbeiter im Department Bioraffinerien
In dieser Position seit 2012

Statement

Zur Sicherstellung der Langzeitversorgung mit Grundchemikalien und Energie, haben sich Bioraffinerien als aussichtsreicher Pfad hervor getan. Durch die Vielzahl an möglichen Produkten, Konversionspfaden und Kombinationen von Technologien stellt sich die Entwicklung und/oder Optimierung von nachhaltigen Bioraffineriekonzepten als große Herausforderung heraus. Aus diesem Grund ist es notwendig eine robuste Bewertungsmethodik zu entwickeln und zur Verfügung zu stellen, welche bereits bei den konzeptionellen Arbeiten unterstützend wirkt.

Oechnser, Hans

Universität Hohenheim, Landesanstalt für
Agrartechnik und Bioenergie
Garbenstraße 9
70593 Stuttgart

Dr. sc. agr. Hans Oechsner
Tel.: +49 711 459 22683
Fax: +49 711 459 22111
E-Mail: oechsner@uni-hohenheim.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- Studium der Agrarwissenschaften in Gießen und Hohenheim
- Promotion an der Universität Hohenheim

Aktuelle Position heute:
Leiter der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie der Universität Hohenheim
In dieser Position seit (Jahr): 2004

Gremientätigkeit:
VDI Richtlinienkommissionen

Statement

Da der Anbau von Energiepflanzen nicht beliebig ausgedehnt werden kann, müssen verstärkt Nebenprodukte und Reststoffe im Biogasprozess eingesetzt werden. In Untersuchungen konnte gezeigt werden, unter welchen Bedingungen die Vergärung von Pferdemist in Biogasanlagen möglich ist. Bei faserigen Substraten verbessert die mechanische Aufbereitung die Handhabbarkeit des Substrates und erhöht die Methanausbeute. Der Energiebedarf für die Aufbereitung muss berücksichtigt werden.

Oehmichen, Katja

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Dipl.-Ing. Katja Oehmichen
Tel.: +49 (0)341 2434-717
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: katja.oehmichen@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen:
DBFZ

Aktuelle Position heute:
Wissenschaftlicher Mitarbeiter
In dieser Position seit 2008

Statement

Für die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff ist durch die BiokraftNachV der Nachweis der THG-Minderung eine Voraussetzung für die Anrechnung auf die Biokraftstoffquote. Die dafür vorgegebene Berechnungsmethodik ist im Wesentlichen auf die Bewertung flüssiger Biokraftstoffe zugeschnitten, daraus ergeben sich für die Bilanzierung von Biomethan für eine Zertifizierung eine Reihe spezieller Anforderungen. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden und eine belastbare Zertifizierung zu gewährleisten, ist in den entsprechenden Verfahren und Regelungen eine Reihe von Anpassungen notwendig.

Ortwein, Andreas

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Dr.-Ing. Andreas Ortwein
Tel.: 0341/2434-556
Fax: 0341/2434-133
andreas.ortwein@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- von 2005-2009 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energieverfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen der TU Bergakademie Freiberg
- Promotion zum Dr.-Ing. der Verfahrenstechnik im Juni 2011 an der TU Bergakademie Freiberg
- seit Juli 2009 am DBFZ

Aktuelle Position heute:
Arbeitsgruppenleiter „Bedarfsgerechte Kraft-Wärme-Kopplung“ im Bereich „Thermo-chemische Konversion“ am DBFZ
In dieser Position seit: Juli 2010

Gremientätigkeit:
Combustion Institute, Deutsche Sektion, VGB Powertech. Lehrtätigkeit an der Universität Leipzig

Statement

Mit dem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz kann Biomasse als stabilisierendes Element vorteilhaft sein. Dabei ist es von Bedeutung, sowohl Anlagen im Bestand (insbesondere Biogasanlagen und Heizkraftwerke für Festbrennstoffe) als auch neuartige Verfahren zu untersuchen. Das Deutsche Biomasseforschungszentrum arbeitet intensiv eigenständig und mit Partnern an Optionen zur netzstabilisierenden Energiebereitstellung aus Biomasse.

Petersen, Ilka

WWF Deutschland
Reinhardtstr. 18, 10117 Berlin
10785 Berlin

Ilka Petersen
Tel.: 030 311 777 215
E-Mail: Ilka.petersen@wwf.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- seit 2009 beim WWF mit dem Schwerpunkt Palmöl tätig
- Projekte in Indonesien, Kolumbien und Brasilien
- vorher der Arbeit beim WWF: Journalistin

Aktuelle Position heute:
Referentin Landnutzung und nachhaltige Biomasse
In dieser Position seit 2010

Statement

Die bisher zugelassenen Zertifizierungssysteme für den Nachhaltigkeitsnachweis von Biokraftstoffen setzen zwar die Mindestanforderungen der EU RED um, weisen jedoch eine sehr unterschiedliche ökologische und soziale Performance auf. So werden ein sozialgerechter Anbau sowie der schonende Umgang mit Wasser und Boden nicht eingefordert. Den WWF-Anforderungen entsprechen die Systeme damit nicht. Die EU-Vorgaben für Nachhaltigkeit im Biokraftstoffbereich müssen dringend verbessert werden.

Download WWF-Studie:
http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Studie_Zertifizierung_Biokraftstoffe_Der_Nachhaltigkeit_auf_der_Spur_2013.pdf

Schmatloch, Volker

Spartherm Feuerungstechnik GmbH
Maschweg 38
49324 Melle

Dr. Volker Schmatloch
Tel.: 05422 95 87 94
Fax: 05422 9441 49
E-Mail: v.Schmatloch@spartherm.com

Wichtigste berufliche Stationen
- 1994-2005, eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt (EMPA, Schweiz),
- dort von 1999 bis 2004 Entwicklung des Kleinelektrofilters für Holzöfen

Aktuelle Position heute:
Entwicklungsleiter Sparthermfeuerungstechnik
In dieser Position seit: 2005

Gremientätigkeit:
CEN TC46 (Chairman), CEN TC295, HKI stv. Fachabteilungsvorsitz, Lehrauftrag an der Ostfalia Hochschule

Statement

Die häusliche Holzenergienutzung stellt den größten Anteil bei der Nutzung Erneuerbarer Energien. Die Emission moderner Holzfeuerstätten konnte in den vergangenen Jahren durch verbesserte Verbrennungstechnik deutlich reduziert werden. Weitere technische Verbesserungen sind durch den Einsatz von elektronischen Steuerungen, Abscheidern oder Katalysatoren möglich, ohne den spezifischen Charakter solcher Feuerstätten zu verliere, wobei allerdings künftig der richtigen Bedienung besondere Bedeutung zukommt.

Seidler, Andreas

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig

Dipl.-Ing. (FH) Andreas Seidler
Tel.: +49 (0) 341 2434 376
Fax: +49 (0) 341 2434 133
Andreas.seidler@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen
- Studium: 2009 Dipl.-Ing. (FH) Energietechnik (Versorgungstechnik)
- Aufbaustudium: 2011 Ma. Eng. Maschinenbau (Profil Energie & Umwelt)
- Promotion/Forschung: seit 2011 am DBFZ, der HTWK, Uni Rostock, am UFZ

Aktuelle Position heute:
Entwicklungsingenieur in der freien Wirtschaft:
LaborIlgen.com, Service für Filtration und Separation
In dieser Position seit: 07/2014

Statement

Effektive Maßnahmen zur Minderung oder Verhinderung der Entstehung von Spurenschadstoffen aus Feuerungsanlagen lassen sich einleiten, wenn die spezifischen Reaktionsbedingungen und der Ort der Entstehung bekannt sowie die theoretischen Reaktionsmechanismen praktisch nachvollziehbar sind. Demnach sind der selektive, aber vor allem zeit- und ortsaufgelöste Nachweis und die Quantifizierung von aromatischen Spurenschadstoffen zwingend notwendig.

Thrän, Daniela

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Helmholtzzentrum für Umweltforschung GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän

Wichtigste berufliche Stationen:
- Studium an der TU Berlin
- Promotion an der Bauhausuniversität Weimar
- Lehrstuhl Bioenergiesysteme an der Universität Leipzig

Aktuelle Position heute:
Bereichsleiter Bioenergiesysteme

Gremientätigkeit:
Bioökonomierat, IEA bioenergy task 40, ISO ###, Energiebeirat Sachsen u.a.

Statement

Bioenergie ist der wichtigste erneuerbare Energieträger, die vielfältige Energieformen ersetzen kann, jedoch in der Nutzung komplex ist. Bioenergie künftig als einen Baustein der Bioökonomie in den Anwendungsbereichen zu nutzen, in denen hochwertige Energieformen bereitgestellt werden und durch Koppel- und Kaskadennutzung eine hohe Wertschöpfung sicher stellen, stellt das Leitbild für die künftige Forschung und Nutzung dar. Smarte Bioenergienutzung wird in kleinen, sehr präzise geregelten Anlagen ein Baustein für die integrierten Versorgungssystemen zur nachhaltigen Energieversorgung von morgen beitragen können. Kontinuität in der Forschung und in den Rahmenbedingungen sind für diesen Systemwechsel unbedingt notwendig; mit der Nachhaltigkeitsdebatte um Bioenergie werden dabei bereits heute Managementansätze erprobt, die im Rahmen einer künftigen Bioökonomie für vielfältige Rohstoffe und Nutzungsformen relevant sein werden.

Unkelbach, Gerd

Fraunhofer-Zentrum für Chemisch-Biotechnologische
Prozesse CBP
Am Haupttor Bau 1251,
06237 Leuna

Dipl.-Chemiker Gerd Unkelbach
Tel. +49 (0)3461 43 9100
Fax: +49 (0)3461 43 9199
E.-Mail: Gerd.unkelbach@cbp.fraunhofer.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- 2000 - 2004: Chemiestudium an der Fachhochschule Bonn-Rhein-Sieg.
- Diplomarbeit am Fraunhofer Institut für chemische Technologie (ICT)
- Ab 2005: Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Umwelt-Engineering am ICT
- Seit Mitte 2008: Leitung der Arbeitsgruppe Reaktions- und Trenntechnik

Aktuelle Position heute:
Seit 2012 Leitung des Fraunhofer-Zentrum für Chemisch-Biotechnologische Prozesse CBP

Gremientätigkeit:
Mitglied versch. Arbeitskreise bei Dechema und ProcessNet, Mitglied der American Chemical Society und der AG Bioökonomie der Sächsischen Akademie der Wissenschaften.

Statement

Die stofflich / energetische Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen in integrierten Bioraffinerien wird zukünftig einen signifikanten Beitrag in der chemischen Verbundproduktion liefern. Dabei ist zwingend ein nachhaltiger Kaskadenansatz (Nahrungs/-futtermittel – stoffliche Verwertung – energetische Nutzung) unter gekoppelter Nutzung möglichst aller Inhaltsstoffe der Biomasse zu beachten. Dazu ist intensive Forschung und Entwicklung zur Vorbereitung der industriellen Umsetzung notwendig, um ökonomische Gesamtprozesse mit hohem Wirkungsgrad darstellen zu können.

Vollmer, Bernd

Schornsteinfegerakademie Dülmen
Alter Ostdamm 17
48249 Dülmen

Dipl.-Ing. (FH) Bernd Vollmer
Tel.: 02594944555
Fax: 02594944545
E-Mail: vollmer@klh-duelmen.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- Dozent für Festbrennstofftechnik an der Schornsteinfegerakademie Dülmen
- Schornsteinfegermeister und Dozent im Meistervorbereitungslehrgang
- Mitglied im Technischen Ausschuss des Landesfachverband des Schornsteinfegerhandwerks NRW

Aktuelle Position heute:
Projektleiter Kompetenzzentrum für Lüftung & Hygiene
In dieser Position seit 2011

Statement

Durch die Novellierung der 1. Bundesimmissionsschutzverordnung 2010 werden viele bestehende Feuerungsanlagen messpflichtig. Der Einfluss des Betreibers spielt hierbei eine wichtige Rolle. Im Vortrag soll verdeutlicht werden wie sich verschieden Brennsituation auf die Emissionen und die Messergebnisse praktisch auswirken.

Weiß, Alexander

Justus-Liebig-Universität Gießen,
Institut für Angewandte Physik
Heinrich-Buff-Ring-16
D-35392 Gießen

M.Sc. Alexander Weiß
Tel.: +49 (0)641 9915135
Fax.: +49 (0)641 9933419
E-Mail: Alexander.Weiss@ap.physik.uni-giessen.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- Bachelor- und Masterstudium der Physik an der JLU Gießen
- Wissenschaftlicher Mitarbeiter an den Universitäten Gießen und Paderborn

Aktuelle Position heute:
Doktorand, wissenschaftlicher Mitarbeiter
In dieser Position seit (Jahr): 2011

Statement

Nur wenn die CO^2 neutrale Biomassenutzung auch unter härteren Schadstoffgrenzwerten effizient betrieben werden kann, bleibt sie nachhaltig ökologisch konkurrenzfähig. Eine Minimierung der Schadstoffemission kann nur dann erreicht werden, wenn die Betriebsparameter der Anlage zu jeder Zeit auf die aktuelle vorliegenden Zustand der Verbrennung angepasst sind. Eine entsprechende Regelung benötigt eine Sensorik zur Erfassung der wichtigsten Feuerungs- und Emissionsgrößen – insbesondere auch Feinstaub – , die zuverlässig und kontinuierlich unter Feuerungsbedingungen eingesetzt werden kann.

Wern, Bernhard

IZES gGmbH
Altenkessler Straße 17, Geb. A1
IT Park Saarland
66115 Saarbrücken

Berhard Wern
Tel.: 0681 – 9762 174
Fax: 0681 – 9762 - 850
E-Mail: wern@izes.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- Studium der Forstwissenschaften in Tharandt
- Institut für angewandtes Stoffstrommanagement (IfaS)
- L.e.e. s.àr.l., ein Unternehmen zur Projektierung von Bioenergieanlagen

Aktuelle Position heute:
stellvertr. Arbeitsfeldleiter Stoffströme
In dieser Position seit: 2009

Gremientätigkeit:
AK Holzhackschnitzel des BBE

Statement

Bioenergie in Kommunen ist nicht nur eine technologische Herausforderung, vielmehr gilt es, ökonomische, raumplanerische und resso urcenseitige Fragestellungen zu verstehen. Das Projekt liefert die Einteilung aller Kommunen Deutschlands hinsichtlich der Bioenergiepotenziale und beschreibt die Kommunen bzgl. ökonomsciher und raumplanerischer Indikatoren. Dadurch können bundesweite Szenarien der Bioenergieversorgung regional abgeglichen werden. Zusätzlich erhalten die Kommunen ein Planungstool für ihre Projekte.

Wimmer, Wolfgang

Biomassehof Achental GmbH & Co.KG
Eichelreuth 20
83224 Grassau/Achental

Wolfgang Wimmer
Tel.: 08641-694143-0
Fax: 08641-694143-21
E-mail: w.wimmer@biomassehof-achental.de

Aktuelle Position heute:
Geschäftsführer Ökomodell & Biomassehof Achental
In dieser Position seit: 2000

Gremientätigkeit:
Leiter des Arbeitskreises „Kommunen“ der Energiewende (Sonnenkreis) im Landkreis Traunstein

Statement

Effiziente regionale Kreisläufe mit Holzbrennstoffen sind möglich, wie das Beispiel im Achental zeigt. Deren Aufbau und Pflege erfordert jedoch einen konstanten Einsatz, und auch die Entwicklung neuer Ideen (z.B. Stromdirektvermarktung, Teilnahme am Regelenergiemarkt). Die räumliche Nähe der verschiedenen Anlagen ist für die Wirtschaftlichkeit der Aufbereitung ein großer Pluspunkt. Die öffentliche Trägerschaft (am Biomassehof teilweise, bei Heizwerken mit Fernwärme vollständig) ist für die Akzeptanz der Maßnahmen in der Öffentlichkeit im Achental eine entscheidende Stütze.

Witt, Janet

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Dr. -Ing. Janet Witt
Tel.: +49 (0)341 2434-436
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: janet.witt@dbfz.de

Wichtigste berufliche Stationen
- S&P Sahlmann Haustechnik GmbH, Leipzig, Fachplaner für Heizungs-, Klima- und Sanitärtechnik
- Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE) , Projektleiter Energiewirtschaft/Bioenergiesysteme
- Promotion an der TU Hamburg-Harburg (TUHH) zum Thema: Holzpelletbereitstellung für Kleinfeuerungsanlagen – Analyse und Bewertung von Einflussmöglichkeiten auf die Brennstofffestigkeit

Aktuelle Position heute:
Seit 2008: DBFZ, Bereich Bioenergiesysteme, Arbeitsgruppenleiter Märkte und Nutzung

Gremientätigkeit:
Mitglied des Normungsausschusses: DIN NA 062-05-82 AA Arbeitsausschuss Biogene Festbrennstoffe (nominiert zur Mitarbeit im EU-Ausschuss CEN TC 335 „Solid Biofuels“ und ISO TC 238 „Solid Biofuels)“, Mitglied im Steering Committee der “European Technology Platform on Renewable Heating & Cooling” (RHC-Platform)

Statement

Im Festbrennstoffbereich steht neben der Technologieentwicklung die Homogenisierung der Brennstoffeigenschaften zur Effizenzsteigerung der Gesamtanlage im Mittelpunkt der aktuellen F&E Aktivitäten. Dabei wird untersucht Synergieeffekte des standortbedingten (begrenztem) Rohstoffaufkommens und technologiespezifischer Brennstoffanforderungen besser gerecht zu werden. Verschiedene Vorbehandlungsoptionen (u. a. Waschprozesse) und unterschiedliche Stufen der thermischen Modifizierung (z. B. HTC, Torrefizierung) sorgen für eine Vervielfältigung der Angebots-, aber auch der betrachteten Rohstoffpalette. Der Beitrag wird einen Überblick zu den derzeit in Entwicklung befindlichen Konzepten geben und erste Erfahrungen mit Verbrennungsversuchen ausgewählter Chargen vorstellen.

Wufka, André

Fraunhofer IKTS
Winterbergstr. 28
01277 Dresden

Dipl.-Ing. André Wufka
Tel. +49 (0)351/25537790
Fax: +49(0)351/2554344
E-Mail: andre.wufka@ikts.fraunhofer.de

Wichtigste berufliche Stationen
- 1998-2005 Studium Siedlungs- und Industriewasserwirtschaft an der TU Dresden
- Seit 2002 im Forschungsfeld Umwelt- und Verfahrenstechnik am Fraunhofer IKTS in Dresden tätig
- Seit 2012 Leitung des Fraunhofer Applikationszentrum Bioenergie in Pöhl

Schwerpunkte der wissenschaftlichen Tätigkeit sind:
Verfahrensentwicklungen auf den Gebieten Abwasser- und Klärschlammbehandlung sowie der regenerativen Energieerzeugung

Aktuelle Position heute:
Wissenschaftlicher Mitarbeiter
In dieser Position seit: 2006

Statement

Stroh ist der landwirtschaftliche biogene Reststoff der mengenmäßig das größte energetische Nutzungspotenzial aufweist. Wir haben uns der Herausforderung gestellt, dieses bislang nur wenig genutzte Substrat gezielt mittels mechanisch-enzymatischer Vorbehandlung in Biogas zu konvertieren. Damit wird ein alternativer Weg zur nachhaltigen Bioenergieerzeugung aus organischen Reststoffen beschritten.

Zenker, Melanie

C.A.R.M.E.N. e.V.
Schulgasse, 18
94315 Straubing

Melanie Zenker
Tel.-Nr.: 09421 960 300
Fax-Nr. 09421 960 333
E-Mail: contact@carmen-ev.de

Wichtigste berufliche Stationen:
- Masterstudium „Renewable Energy Management“ in Freiburg
- Masterarbeit am DBFZ: „Bewertung biotechnologischer Verfahren für die Bioethanolproduktion aus Lignocellulose basierten Rohstoffen“
- Energiecontracting Heidelberg AG (nun Teil der Bosch Energy and Building Solutions GmbH)
- Projektarbeit in der Projektentwicklung

Aktuelle Position heute:
Mitarbeiterin bei C.A.R.M.E.N. e.V., Abteilung Festbrennstoffe
In dieser Position seit (Jahr): 2013

Statement

Für die dezentrale Holzvergasungstechnologie stellt der Einsatz von Qualitätsbrennstoffen eine unbedingte Notwendigkeit dar. Ein hoher Wassergehalt oder eine inhomogene Zusammensetzung würden zum Versagen der Anlagentechnik führen. Diese kleinen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen können in Deutschland vor allem in Wärmenetzen oder zur Grundlastversorgung größerer Gebäudekomplexe wirtschaftlich betrieben werden.

AEV Energy GmbH

17 Jahre Biogas Best Practice

Biomüllvergärung Türkei

Klärschlammvergärung Ungarn

AEV bietet Anlagenplanung, Verfahrenstechnik und Ausrüstung zur Aufbereitung von organischen Abfallstoffen und Reinigung hochbelasteter Abwässer mit gleichzeitiger Energiegewinnung an.

Kernkompetenz des Unternehmens liegt in der Aufbereitung und Behandlung von industriellen und kommunalen Schlämmen, Biomüll, nachwachsenden Rohstoffen und landwirtschaftlichen Reststoffen.

AEV ist seit 1997 im Biogasanlagenbau tätig und bietet durchdachte Anlagenkonzepte, ausgereifte Standardlösungen für Anlagenkomponenten und solide Entwicklung von Sonderlösungen an.

Beratung und Unterstützung beim Bau und Inbetriebnahme komplettieren das Leistungsangebot.

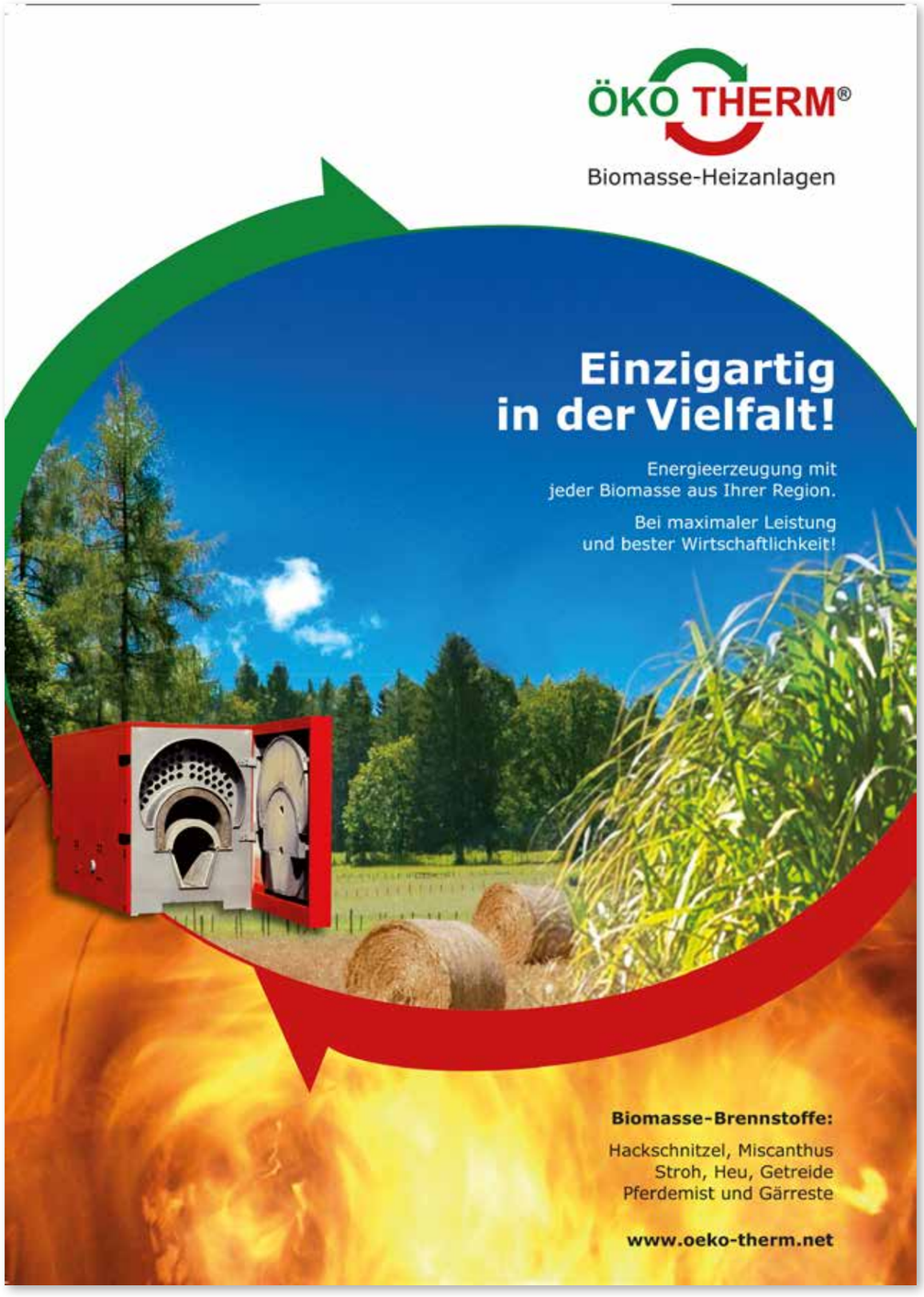
Nawaro Anlage Deutschland

Gülle- und Klärschlammvergärung Türkei

www.aev-energy.de

Dresden und Regensburg

A.P. Bioenergietechnik GmbH



MT-Energie GmbH

Neu e.V. / Innovationszentrum für Bioenergie

VDI Bezirksverein e.V.

ANHANG

Teilnehmerliste

Nr.	Name	Vorname	Institution
1.	Adler	Jens	GIZ - Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
2.	Angelova	Dr. Elena	DBFZ
3.	Angermann	Prof. Dr. habil. Hartwig	Universität Leipzig a.D.
4.	Arndt	Melanie	C.A.R.M.E.N. e.V.
5.	Aschmann	Volker	LfL - Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
6.	Bahlburg	Carsten	MT- ENERGIE GmbH
7.	Beck	M. Sc. Yvonne	Hochschule Aalen
8.	Bindig	René	DBFZ
9.	Bischof	Jan	IFK - Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik
10.	Bischoff	Alexander	Büro Alexander Bischoff / International Market Services for Powerplants
11.	Biskupek-Korell	Prof. Dr. Bettina	HS Hannover, Abt. Bioverfahrenstechnik
12.	Bloß	Peter	Institut für Nichtklassische Chemie e.V.
13.	Böttcher	Dr. Hannes	Öko-Institut e.V.
14.	Bohnet	Sebastian	DBFZ
15.	Brookman	Heiner	HAWK Göttingen
16.	Brosowski	André	DBFZ
17.	Christmann	Dr. Burkhard	Pronova Analysentechnik GmbH & Co. KG
18.	Clemens	Andreas	DBFZ
19.	Conrad	Stefan	Fraunhofer UMSICHT
20.	Dahlin	Johannes	Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen (HfWU)
21.	Daniel-Gromke	Jaqueline	DBFZ
22.	Daum	Johannes	Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e.V.
23.	Dautzenberg	Dr. Geertje	Suncoal Industries GmbH
24.	David	Dr. Alexander	SGS Germany GmbH
25.	Dehmer-Omondi	Dagmar	Verlag Der Tagesspiegel GmbH -
26.	Deimer	Dr. Cornelia	Landgesellschaft Sachsen-Anhalt mbH
27.	Dobler	Ulrich	A.P. Bioenergietechnik GmbH
28.	Döhling	Frank	DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
29.	Dohmen	Johannes	Stadt Leipzig
30.	Domschke	Anita	Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft
31.	Dörschel	Jens	DEPV - Deutscher Energieholz- und Pellet-Verband
32.	Dotzauer	Martin	DBFZ
33.	Dunkelberg	Dr. Elisa	IÖW - Institut für ökologische Wirtschaftsforschung gGmbH
34.	Eckardt	Dipl.-Agraringenieur Lothar	GFL Gruppe Freiberger Land e.G.
35.	Eckel	Henning	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
36.	Eckner	Jens	Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft

Nr.	Name	Vorname	Institution
37.	Enke	Prof. Dr. Dirk	Universität Leipzig, Institut für Technische Chemie
38.	Etterer	Florian	TU Dresden
39.	Fagnon	Charles Michael	Solum Green Earth Group Inc.
40.	Farcke	Bernt	BMEL - Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
41.	Faßauer	Dr.-Ing. Burkhardt	FRAUNHOFER IKTS
42.	Feher	Adam	HAWK - HHG HS Göttingen
43.	Feldmann	Iris	Bioenergie Region Ludwigsfelde Plus+
44.	Fellgiebel	Anja	VDI - Verein Deutscher Ingenieure Bezirksverein Leipzig e.V.
45.	Filzek	Dirk	CUBE Engineering GmbH
46.	Fleischer	Reinhard	maxbiogas GmbH
47.	Friedrich	Carmen	Zweckverband Parthenaue
48.	Gaugenrieder	Fritz	extech GmbH
49.	Gaul	Thomas	Freier Journalist
50.	Gersthahn	Dennis	Cologne Insitute for Renewable Energy
51.	Girsh	Polina	DBFZ
52.	Glowacki	Romann	DBFZ
53.	Gottschalk	Manuela	IdE - Institut dezentraler Energietechnologien gGmbH
54.	Gröber	Angela	DBFZ
55.	Haak	Falko	DBFZ
56.	Häring	Georg	HS Ingolstadt, Institut für neue Energie-Systeme (InES)
57.	Hartmann	Dr. Ingo	DBFZ
58.	Hartmann	Julius	AEV Energy GmbH
59.	Haßinger	Stefan	engage AG
60.	Heineken	Dr. Wolfgang	Fraunhofer IFF
61.	Helbig	Katrin	DBFZ
62.	Hemberger	Andreas	Forstbetrieb Hemberger
63.	Hillebrand	Konrad	DBFZ
64.	Himmelstoss	Alfons	AEV Energy GmbH
65.	Hirscher	Dipl. Ing. Simon	MAWERA Holzfeuerungsanlagen GMBH
66.	Hofmann	Dr. Jörg	Institut für Nichtklassische Chemie e.V.
67.	Horschig	Thomas	DBFZ
68.	Hubricht	Evelyn	Fachschulzentrum Freiberg-Zug
69.	Jacobi	Dr. Fabian	DBFZ
70.	Jäkel	Dr. Kerstin	Landesamt für Umwelt. Landwirtschaft und Geologie
71.	Januszewski	Jens	IHK zu Leipzig
72.	Jelinek	Bianca	BIOBETH bei der Thüringer Landgesellschaft mbH
73.	Jung	Prof. Dr. Uwe	HTWK Leipzig – Fak. Maschinenbau und Energietechnik
74.	Keil	Gitta	dpa - Deutsche Presse-Agentur GmbH
75.	Kersten	Dr. Mathias	Deutscher Bundestag - Wissenschaftlicher Dienst
76.	Khalsa	Dr. Jan	DBFZ
77.	Kiesling	Sandra	IdE - Institut dezentrale Energietechnologien gGmbH
78.	Kietzmann	Falko	Hallesche Wasser und Stadtwirtschaft GmbH

Nr.	Name	Vorname	Institution
79.	Kittler	Ronny	DBFZ
80.	Klemm	Dr. Marco	DBFZ
81.	Knorr	Thomas	Amt für Stadtgrün und Gewässer - Stadtforsten Leipzig
82.	Koch	Christian	DBFZ
83.	Koldrack	Nils	Universität Rostock
84.	Köppel	Wolfgang	DVGW - Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut der Universität Karlsruhe
85.	Krassowski	Joachim	Fraunhofer UMSICHT
86.	Krautkremer	Dr. Bernd	Fraunhofer IWES
87.	Krautzberger	Lisann	Next Kraftwerke GmbH
88.	Kruecken	Antje	DBFZ
89.	Kullmann	Karolin	DBFZ
90.	Lehmann	Constanze	Stadt Leipzig
91.	Lehmann	Sylvia	TOMM+C
92.	Lendl	Michael	TECOSOL GmbH
93.	Lenz	Dr. Volker	DBFZ
94.	Lewandowski	Prof. Dr. Iris	Universität Hohenheim
95.	Lewandowski	Dr. Jan Liebetrau	DBFZ
96.	Lüdtke	Dr. Oliver	VERBIO Vereinigte BioEnergie AG
97.	Majer	Stefan	DBFZ
98.	Manos	Elias	DBFZ
99.	Martin	Dr. Niklas	FVEE ForschungsVerbund Erneuerbare Energien
100.	Matthes	Mirjam	DBFZ
101.	Matura	Sven	PtJ - Projektträger Jühlich
102.	Mauky	Eric	DBFZ
103.	Mertens	Henning	BioEconomy e.V.
104.	Moeller	Dr. Lucie	UFZ
105.	Möller	Kristian	Thüringer Bioenergie-Region
106.	Möndel	Alexander	Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg
107.	Mühl	Dr. Dorothee	BMWI - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
108.	Müller-Langer	Dr. Franziska	DBFZ
109.	Nelles	Prof. Dr. Michael	DBFZ
110.	Neumann	Eva-Maria	Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft
111.	Neumann	Hinrich	Freier Journalist TopAgrar
112.	Nitzsche	Roy	DBFZ
113.	Noack	Steffen	ttz Bremerhaven
114.	Noel	Yves	RWTH Aachen
115.	Nörr	Monika	mono:consulting Ingenieurbüro Monika Nörr
116.	Nossol	Leonhard	Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH
117.	Oechsner	Dr. Hans	Universität Hohenheim
118.	Oehler	Heike	TFZ
119.	Oehmichen	Katja	DBFZ

Nr.	Name	Vorname	Institution
120.	Ortwein	Dr. Andreas	DBFZ
121.	Panning	Lena	PtJ - Projektträger Jühlich
122.	Pfeiffer	Diana	DBFZ
123.	Pilzecker	Andreas	EU - Kommission
124.	Postel	Jan	DBFZ
125.	Pröter	Dr. Jürgen	DBFZ
126.	Protze	Corina	Biowerk Sohland GmbH
127.	Raith	Dipl.-Ing. Hendrik	Ingenieurbüro Raith
128.	Reise	Nicole	DBFZ
129.	Renner	Dominik	ANNALINDE gGmbH
130.	Rensberg	Nadja	DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
131.	Reuter	Prof. Dr. Bernd	Landesheimatbund Sachsen-Anhalt e.V.
132.	Riedel	Gotthart	UFZ
133.	Rudolph	Carmen	Freie Journalistin
134.	Rudolph	Wolfgang	Freier Journalist
135.	Schenk	Michael	DBFZ
136.	Schierbecker	Torben	Energie 2.0
137.	Schindler	Anett	LAV - Landwirtschaftliches Verarbeitungszentrum Markranstädt GmbH
138.	Schinkel	Björn	DBFZ
139.	Schlegel	Dr. Mathias	Universität Rostock
140.	Schlepps	Hartmut	Architekturbüro Schlepps
141.	Schmatloch	Dr. Volker	Spartherm Feuerungstechnik GmbH
142.	Schmidt	Sven	DBFZ
143.	Schmidt-Baum	Dr. Torsten	DBFZ
144.	Schmitz	M.Sc. Tonia Annick	Bauhaus-Universität Weimar -
145.	Schneider	Dipl.-Ing. Dierk	GBH - Mieterservice Vahrenheide GmbH
146.	Schock	Katharina	HS Neubrandenburg
147.	Schonhoff	Andreas	ttz Bremerhaven - Wasser-, Energie- und Landschaftsmanagement
148.	Schüch	Dr. Andrea	Universität Rostock
149.	Schulz Blank	Sabine	Freie Universität Berlin
150.	Schulze	Dipl.- Agraringenieur Christian	GFL Gruppe Freiberger Land e.G.
151.	Schulze	Christoph	HTWK Leipzig
152.	Schumacher	Katrin	DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
153.	Schüsseler	Dr. Petra	FNR - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
154.	Schwämmle	Tobias	IFK - Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik
155.	Seidler	Andreas	DBFZ
156.	Seifert	Laura	DBFZ
157.	Sichting	Dipl.-Ing. Jörg	Eggersmann Anlagenbau Concept GmbH
158.	Sitzmann	Prof. Dr. Werner	Amandus Kahl GmbH & Co. KG
159.	Skiba	Heinz	Leipziger Servicebetriebe GmbH
160.	Sperling	Susanne	Zweckverband Parthenaue

Nr.	Name	Vorname	Institution
161.	Stadlbauer	Prof. Dr. Ernst A.	Technische Hochschule Mittelhessen, MNI/ZEUus
162.	Standke	Dr. Reinhard	LUGV - Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz
163.	Streffer	Dr. Friedrich	maxbiogas GmbH
164.	Stur	Bianca	DBFZ
165.	Taeuber	Dr. Andreas	GIZ - Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
166.	Thiel	Christian	DBFZ
167.	Thrän	Prof. Dr. Daniela	DBFZ
168.	Tietze	Michael	GICON - Großmann Ingenieur Consult GmbH
169.	Trainer	Paul	DBFZ
170.	Trommler	Marcus	DBFZ
171.	Unkelbach	Gerd	Fraunhofer CBP
172.	Vetter	Dr. Armin	TLL Jena
173.	Vollmer	Bernd	Schornsteinfeger-Akademie, Dülmen
174.	Wagner	Dr. Dirk	APMA Services GmbH
175.	Weinrich	Sören	DBFZ
176.	Weiß	Alexander	Universität Gießen
177.	Weiß	Dipl.-Ing. André	VDI - Verein Deutscher Ingenieure Bezirksverein Leipzig e.V.
178.	Wern	Bernhard	IZES - Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH
179.	Werner	Dipl.-Ing. (FH) Frank	ETE EmTechEngineering GmbH
180.	Wilhelm	Birgit	WWF - World Wide Fund For Nature
181.	Wilke	Torsten	Stadt Leipzig, Amt für Stadtgrün und Gewässer
182.	Wimmer	Wolfgang	Biomassehof Achental GmbH & Co.KG
183.	Winterberg	Dr. Ralf	Cordes+Winterberg GbR
184.	Witt	Dr. Janet	DBFZ
185.	Witzel	Simone	Hochschule Neubrandenburg
186.	Wrage	Björn	MT- ENERGIE GmbH
187.	Wufka	André	Fraunhofer IKTS
188.	Wurdinger	Kerstin	DBFZ
189.	Zehnsdorf	Prof. Dr. Andreas	UFZ
190.	Zenker	Melanie	C.A.R.M.E.N. e.V.
191.	Zobel	Dr.-Ing. Nico	Fraunhofer IFF
192.	Zschau	Burkhard	FAKTOR-i3 GmbH
193.	Zschunke	Prof. Dr.-Ing. habil. Tobias	Hochschule Zittau/Görlitz

Veranstalter

Veranstalter der DBFZ Jahrestagung ist die DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH.

Unser Auftrag

Das DBFZ wurde 2008 durch das ehemalige Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) mit dem Ziel gegründet, eine zentrale Forschungseinrichtung für alle relevanten Forschungsfelder der Bioenergie einzurichten und die Ergebnisse der sehr vielschichtigen deutschen Forschungslandschaft in diesem Sektor zu vernetzen. Der wissenschaftliche Auftrag des DBFZ ist es, die effiziente Integration von Biomasse als eine wertvolle Ressource für eine nachhaltige Energiebereitstellung wissenschaftlich im Rahmen angewandter Forschung umfassend zu unterstützen. Dieser Auftrag umfasst technische, ökologische, ökonomische, soziale sowie energiewirtschaftliche Aspekte entlang der gesamten Prozesskette (von der Produktion über die Bereitstellung bis zur Nutzung). Die Entwicklung neuer Prozesse, Verfahren und Konzepte wird durch das DBFZ in enger Zusammenarbeit mit industriellen Partnern begleitet und unterstützt. Gleichzeitig erfolgt eine enge Vernetzung mit der öffentlichen deutschen Forschung im Agrar-, Forst- und Umweltbereich wie auch mit den europäischen und internationalen Institutionen. Gestützt auf diesen breiten Forschungshintergrund soll das DBFZ darüber hinaus wissenschaftlich fundierte Entscheidungshilfen für die Politik erarbeiten.

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel. +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
info@dbfz.de

Veranstalter:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Telefon: +49 (0)341 2434-112
Telefax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: info@dbfz.de
www.dbfz.de

www.dbfz.de/jahrestagung

Gefördert durch:

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages