KTBL
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft

Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven

FNR/KTBL-Kongress
vom 10. bis 11. September 2013
in Kassel

FNR
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

KTBL-Schrift 501

Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven

FNR/KTBL-Kongress
vom 10. bis 11. September 2013
in Kassel

Herausgeber

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) | Darmstadt

Konzeption

Helmut Döhler, Mark Paterson | Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), Darmstadt

Ideeller Partner

Kompetenzzentrum Niedersachsen - Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe e.V. 3N

Mitglieder des KTBL-Programmausschusses

Dr. Waldemar Gruber | Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen, Bonn
Ulrich Keymer | Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), München
Dr.-Ing. Jan Liebetrau | Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ)
Prof. Dr.-Ing. Bernd Linke | Leibniz-Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim e.V. (ATB)
Dr. Hans Oechsner | Universität Hohenheim, Stuttgart
Dr.-Ing. Gerd Reinhold | Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL), Jena
Detlef Riesel | Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow
Dr. Petra Schüsseler | Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow
Mark Paterson | Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), Darmstadt

© 2013

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Bartningstraße 49 | 64289 Darmstadt
Telefon +49 (0) 6151 7001-0 | Fax +49 (0) 6151 7001-123
E-Mail: ktbl@ktbl.de | http://www.ktbl.de

Alle Rechte vorbehalten. Die Verwendung von Texten und Bildern, auch auszugsweise, ist ohne Zustimmung des KTBL urheberrechtswidrig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigung, Übersetzung, Mikroverfilmung sowie die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Finanzielle Förderung

Gefördert durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Lektorat

Christine Weidenweber | Verbene,
Susanne Döhler, Monika Pikart-Müller, Henning Eckel, Mark Paterson | KTBL

Redaktion

xxx | KTBL

Titelfoto

© Landpixel

Vertrieb

KTBL | Darmstadt

Druck

Druckerei Lokay | Reinheim

ISBN 978-3-941583-82-5

Printed in Germany

ENTWURF

Vorwort

Biogas ist ein nach wie vor wichtiger Baustein der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Durch die relativ unproblematische Speicher- und Regelbarkeit stellt es eine hervorragende Ergänzung zu Wind- und Sonnenenergie dar; hinzukommen weitere Faktoren wie die breite Nutzungspalette. Neben der verstärkten Herausstellung dieser Vorteile müssen zukünftig auch weiterhin Verbesserungen im Bereich einer effizienten und nachhaltigen Energiebereitstellung erreicht werden. Die Branche steht nach Jahren eines rasanten quantitativen und qualitativen Wachstums vor der Aufgabe Optimierungsmöglichkeiten und Effizienzsteigerungen zu erkennen und in Logistik, Technik und Management zu integrieren.

Vor diesem Hintergrund wurde der Fachkongress „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“ am 10. und 11. September in Kassel veranstaltet. Der Kongress wurde zum dritten Mal gemeinsam von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) und dem Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL) ausgerichtet.

Erarbeitet wurden die thematische Ausrichtung sowie das Programm des FNR/KTBL Biogas-Kongresses 2013 durch einen eigens hierfür einberufenen Programmausschuss, bestehend aus renommierten Fachleuten aus Wissenschaft und Beratung.

Der vorliegende Tagungsband bündelt die Fachbeiträge der Referenten sowie die schriftlichen Kurzfassungen der ausgestellten wissenschaftlichen Poster und bietet Ihnen einen umfassenden Überblick über die Chancen und Problemfelder der Biogastechnik in der Landwirtschaft.

Wir möchten allen Referenten, Moderatoren, Poster-Autoren und den Mitgliedern des Programmausschusses für die engagierte Mitarbeit herzlich danken. Unser Dank richtet sich auch an die Kolleginnen und Kollegen, die den dritten Biogas-Kongress geplant und durchgeführt haben.

Kuratorium für Technik und Bauwesen
in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)

Dr. Heinrich de Baey-Ernsten
Hauptgeschäftsführer

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

Dr.-Ing. Andreas Schütte
Geschäftsführer

Inhalt

Vorträge

Biogas im europäischen Kontext
Arthur Wellinger, Susanna Litmanen, Agata Prazdka 11

Entwicklung der Biogaserzeugung in Deutschland
Michael Nelles, Jaqueline Daniel-Gromke, Velina Denysenko 21

Perspektiven der deutschen Biogastechnik
Bernd Krautkremer, Uwe Holzhammer..... 31

Neue rechtliche Rahmenbedingungen für Biogasanlagen
Stefan Rauh..... 38

Direktvermarktung – eine ökonomische Analyse für die Praxis
Ulrich keymer..... 46

Landwirtschaftliche Landnutzung und Biogaserzeugung in Deutschland – Stand und Perspektiven
Horst Gömann 60

Mikrobielles Leben im Biogasfermenter
Michael Klocke, Antje Rademacher 71

Methanertrag aus Biomasse – Übertragbarkeit von Laborergebnissen auf die Praxis
Hans Oechnser, Mark Paterson 81

Kofermentation von Rindergülle und NawaRo-Modellierung der Methanausbeute aus dem Fermenter und dem Endlager
Bernd Linke, Ivo Muha, Gabriel Wittum, Vincent Plogsties..... 93

Flexibilisierung der Stromproduktion aus Biogas
Marcus Trommler 104

Direktvermarktung im Marktprämienmodell – Ein Erfahrungsbericht aus Vermarktersicht
Florian Roeder..... 112

Möglichkeiten und Herausforderungen bei der bedarfsgerechten Stromerzeugung – Erfahrungen aus Wissenschaft und Praxis
Georg Häring, Matthias Sonnleitner, Wilfried Zörner..... 123

Mikrobiologie bei der Hydrolyse in Biogasanlagen
Wolfgang H. Schwarz 134

Zweiphasige Vergärung – Welche Parameter beeinflussen den Stoffumsatz
Andreas Lemmer, Jonas Lindner, Simon Zielonka 147

Analytische Begleitung von Hydrolyseanlagen in der Praxis
Gerd-Rainer Vollmer 158

Vorstellung des Forschungsprojekts „Monitoring des Biomethanproduktionsprozesses – MONA“
Michael Beil, Wiebke Beyrich, Hans-Benjamin Böckler, Jaqueline Daniel-Gromke, Rainer Kramer, Heiko Lohmann, Aleksandar Lozanovski, Sabine Strauch, Marcus Trommler, Bernd Wirth 168

Membrantechnologie – Ein Verfahren auch für kleine Biomethananlagen
Stephan Engelke 178

Power-to-Gas (P2G®): Technik und Perspektiven in Kopplung mit Biogasanlagen
M. Specht, V. Frick, B. Stürmer, G. Waldstein, U. Zuberbühler 188

Einsatzmöglichkeiten und Perspektiven von Nahinfrarotspektroskopie im Biogasbereich
H. Fabian Jacobi 199

Überblick über Online-Messmethoden im Biogasprozess in Forschung und Praxis: Stand der Technik und Perspektiven
Stefan Junne, Erich Kielhorn, Alexander Hörig, Sandra Pässler, Winfried Vonau, Michael Fenske, Christian Hälsig, Peter Neubauer 214

Technische Voraussetzungen für die Bereitstellung von Regelenergie mit Biogas
Volker Aschmann, Mathias Effenberger 225

Steuerungs- und Regelungskonzepte für landwirtschaftliche Biogasanlagen
Christian Wolf, Daniel Gaida, Michael Bongards 235

Abwärmenutzung von Biogas-BHKWs mittels Nachverstromung in ORC-Anlagen
Theresa Weith, Florian Heberle, Markus Preissinger, Dieter Brüggemann 245

Potenziale des Biogasmotors als Beitrag zur regenerativen Energieversorgung
Georg Wachtmeister, Laura Baumgartner, Benjamin Korb 256

Humus- und Nährstoffwirkung von Gärresten
Wilfried Zorn, Hubert Schröter 266

Effizienter Einsatz von Biogasgärresten
Matthias Wendland, Fabian Lichti 276

Neue Entwicklung bei der Aufbereitung von Gärprodukten
Marius Kerkering, Christof Wetter, Elmar Brügging 285

Gesellschaftliche Akzeptanz von Biogasanlagen – Empfehlungen für die Praxis
Ulrike Ehrenstein, Sabine Strauch, Jan Hildebrand 292

Poster

Entwicklung und Vergleich von optimierten Anbausystemen für die landwirtschaftliche Produktion von Energiepflanzen unter den verschiedenen Standortbedingungen Deutschlands (EVA III)
A. Vetter, J. Eckner 301

Vergärung von Reststoffen aus der Pferdehaltung im Aufstromverfahren
Janina Böske, Felix Garlipp, Herman F. A. Van den Weghe 306

Zweikulturnutzung auf leichten, trockenen Standorten – Reicht das Wasser für einen nachhaltigen Anbau?
Jana Grunewald, Kerstin Jäkel 309

Arbeitszeitbedarf auf Biogasanlagen
Katja Heitkämper, Andrea Wagner, Michaela Juschkat, Matthias Schick 312

Untersuchungen zum stofflichen Gasbildungspotenzial von Sorghum und Mais
Markus Theiss, Karen Pötzschke, Kerstin Jäkel 315

Die Prozess-Tomographie als Werkzeug für die Bewertung und Optimierung von Mischprozessen in Biogasanlagen
Annett Lomtscher, Karin Jobst, Anne Deutschmann, Kay Rostalski 318

Wasserschutzpotenzial von Energiepflanzen für die Biogaserzeugung – erste Ergebnisse aus Praxisversuchen im Rahmen des EVA-II-Verbundvorhabens
Christine von Buttlar, Birgit Kräling, Matthias Willms 321

Das bakterielle Konsortium in Biogasanlagen mit Fokus auf hydrolytischen Isolaten
Daniela Köck, Vladimir V. Zverlov, Wolfgang H. Schwarz 324

Bestimmung der chemischen Zusammensetzung von Energiepflanzen mittels NIRS
Roland Baetzel, Peter Tillmann 325

Bestimmung des Methanertrags von Energiepflanzen mittels NIRS
Roland Baetzel, Peter Tillmann 327

Optimierung der anaeroben Vergärung von Substratmischungen mit Zuckerrübensilage
Daniel Einfalt, Sharif Ahmed, Susanne Langer, Marian Kazda 329

Biogas- und Methanbildungsvermögen verschiedener landwirtschaftlicher Kulturen
Frank Hengelhaupt, Katja Gödeke, Christoph Strauss 331

Stoffliche Nutzung lignocellulosehaltiger Gärprodukte für Holzwerkstoffe
Roland Essel, Ute Bauermeister, Christoph Heitmann, Thomas Meier, Alfred Pfemeter, Michael Carus 333

Anbaufolge Mais und Winterroggen auf diluvialen Standorten – pflanzenbauliche und ökonomische Bewertung
Gunter Ebel, Peter Kornatz, Janine Dunkel, Gert Barthelmes, Joachim Aurbacher 336

Wirtschaftlichkeit der Gärrestausbringung – Eine ökonomische Betrachtung der Gärrestausbringung anhand der Parzellenversuche des EVA-Verbundprojekts in Abhängigkeit von der Ausbringungsentfernung am Beispiel Silomais
Peter Kornatz, Janine Dunkel, Klaus Dietz, Florian Gebser, Joachim Aurbacher 340

Betrachtungen zu Treibhausgas- und Energiebilanzen im Energiepflanzenanbau
Jana Peters, Andreas Gurgel 344

Erfassung und Bewertung der Einflüsse auf den Strohertrag als wesentliche Größe für den aus dem landwirtschaftlichen Stoffkreislauf zur energetischen Verwertung entnehmbaren Kohlenstoff
Christian Weiser, Wilfried Zorn 347

Membrantechnik für die Biogasaufreinigung
Jens Möllmer, Ute Mikow, Andreas Möller, Jörg Hofmann, Uwe Jordan, Stephan Engelke 350

Anpassung von Biogasanlagen an eine bedarfsorientierte Stromproduktion
Rainer Bolduan, Mathieu Brulé, Rémi Mougel, Tatiana Demeusy, Pascal Schlagermann 352

Molybdän in Biogasanlagen: Mangelsituation durch Rübensubstrat
Wiebke Fahlbusch, Benedikt Sauer, Hans Ruppert 354

Gewinnung von Biogas aus Mikroalgenbiomasse
Carola Griehl, Dominique Müller, Frank Langguth 356

Einfluss der Substratzusammensetzung auf die Hydrolysekonstante
Selin Ay, Dirk Weichgrebe, Karl-Heinz Rosenwinkel 359

Modellhafte Entscheidungsunterstützung für einen zukünftigen Biomasseausbau
Jens Ibendorf 362

Flexible Vermarktung von Biogas über den Spotmarkt im Rahmen des EEG 2012
Martin Henssler, Ludger Eltrop, Marlies Härdtlein 364

Monitoring baden-württembergischer Biogasanlagen 2012
Marlies Härdtlein, Ludger Eltrop 367

Biogasproduktion aus cellulosebasierten Substraten
Paul Stopp, Dirk Weichgrebe, Karl-Heinz Rosenwinkel, Susanne Riede, Gerhard Breves 370

Regelung der Gasproduktion von Biogasanlagen (ReBi) für eine bedarfsorientierte Biogasbereitstellung zur flexiblen Verstromung
H. Hahn, W. Ganagin, K. Loewe 373

Stoffliche Nutzung von Gärrückständen aus Biogasanlagen für den Einsatz als Bodenverbesserer
Heike Bischof, Julia Krümmelbein, Günter Busch, Jan Pieper, Sandra Varchmin 376

Neue Strategien für eine bedarfsorientierte Energieeinspeisung im Biogasbereich
Dirk Filzek, Jan Gustav Franke, Guluma Megersa, Uwe Welteke-Fabricius 380

„Grünlandenergie Havelland“ Nutzungskonzepte für Biogas aus Gras und Schilf
S. Schicketanz, P. Sauter 383

Charakterisierung einer Dünnschlempe vergärenden, thermophilen mikrobiellen Gemeinschaft
Immo Roeske, Wael Sabra, Heiko Nacke, Rolf Daniel, An-Ping Zeng, Garabed Antranikian, Kerstin Sahm 386

Potenzial und Risiken beim Anbau der „Durchwachsenen Silphie“ (*Silphium perfoliatum L.*)
Walter Frölich 388

Vergärung von Weizenstroh im Aufstromverfahren
Marcel Pohl, Maria Sanchez, Jan Mumme 392

Anschriften der Autoren 395

KTBL-Veröffentlichungen 400

aid-Veröffentlichungen 403

Biogas im europäischen Kontext

Arthur Wellinger, Susanna Litmanen, Agata Prazdka

1 Einleitung

Die Europäische Biogas Vereinigung (EBA) wurde 2009 gegründet und umfasst 31 nationale Verbände als Vollmitglieder und 29 Firmenmitglieder, die in einem Firmenbeirat organisiert sind.

Die Hauptaufgabe der EBA ist die Vertretung der Mitglieder in Brüssel. Die Bedeutung von Biogas soll den Parlamentariern und den Kommissionsmitarbeitern nähergebracht werden, um so dieser ubiquitär einsetzbaren Energiequelle zum nötigen Stellenwert zu verhelfen. Das EBA Sekretariat erstellt zusammen mit seinen Mitgliedern jährliche Aktualisierungen zum Stand der Biogasanlagenentwicklung in Europa und erstellt für seine Mitglieder sogenannte „country reports“. Beides bildet die Grundlage für diesen Beitrag.

2 Erneuerbare Energien in Europa

In der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG (Renewable Energy Directive; RED) wurde ein europäischer Rahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen mit verbindlichen nationalen Zielen festgelegt, um bis 2020 den Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am Endenergieverbrauch auf durchschnittlich 20 % und im Verkehrssektor in jedem einzelnen Land auf 10 % auszubauen. Für jeden Mitgliedsstaat (MS) wurden individuelle Gesamtziele festgelegt. Die einzelnen Staaten konnten selbst bestimmen, auf welchem Weg sie die 20 % an EE erreichen wollten. Dieser Weg wurde in den sogenannten nationalen Aktionsplänen (National Renewable Energy Action Plans, NREAPS) festgelegt, welche im Juni 2010 der Kommission vorgelegt werden mussten.

Beim Biogas wurde unterschieden zwischen Strom, Wärme (bzw. Kälte) und Treibstoff. Tabelle 1 zeigt die aufgrund der nationalen Angaben (NREAPs) zu erwartende Stromproduktion aus Biogas in 2020 (Spalte1) mit einer ebenso angegebenen installierten Leistung (Spalte 2). Daraus hat die EBA die Verfügbarkeit der Anlagen errechnet (Spalte 3).

Tab. 1: Mengen und Leistungen von Elektrizität gemäß NREAPS im Vergleich zu den, von der EBA erhobenen Werten

	Gross el. generation 2020 (NREAPs) GWh	Expected installed capacity (el.) 2020 (NREAPs) MW	Expected availability of biogas plants 2020 %	Biogas for el. production 2020 (35 % efficiency) GWh
Belgium	1 439	427	38,50	4 111,4
Bulgaria	357	65	62,70	1 020
Czech Republic	2 871	417	78,60	8202,9
Denmark	2 493	349	81,50	7 122,9
Germany	23 438	3 796	70,50	66 965,7
Estonia	0	0	0,00	0
Ireland	319	62	58,70	911,4
Greece	895	210	48,70	2 557,1
Spain	2 617	400	74,70	7 477,1
France	3 701	625	67,60	1 574,3
Italy	6 020	1 200	57,30	17 200
Cyprus	143	17	96,00	408,6
Latvia	584	92	72,50	1668,6
Lithuania	413	62	76,00	1180
Luxembourg	144	29	56,70	411,4
Hungary	636	100	72,60	1817,1
Malta	49,98	7,34	77,70	142,8
Netherlands	4 664	639	83,30	13 325,7
Austria	581	102	65,00	1 660
Poland	4 018	980	46,80	11 480
Portugal	28	150	2,10	80
Romania	950	195	55,60	2 714,3
Slovenia	367	61	68,70	1 048,6
Slovak Republic	860	110	89,20	2 457,1
Finland	270	-	-	771,4
Sweden	53	42	14,40	151,4
United Kingdom	5 570	1 100	57,80	1 5914,3
Average EU 27	**2 351**	**432**	**60,51**	**6 718**

Man sieht, dass die Mitgliederstaaten (MS) der Stromproduktion aus Biogas kein Vertrauen schenken. Selbst im europäischen Schnitt ergibt sich eine errechnete Verfügbarkeit der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) von lediglich 60 %, obwohl in der Praxis seit Jahren Werte von über 85 % (7 300 h/a) (Umweltdaten UBA 2011) erreicht werden und die modernen Maschinen Laufzeiten von über 8 000 Stunden (> 93 %) aufweisen. Selbst Deutschland, als großes Förderland von erneuerbaren Energien und namentlich von Biogas, hat dessen Stellenwert mit prognostizierten 3 800 MW installierter Leistung völlig unterschätzt. Bereits Ende 2012 waren 3 200 MW gebaut worden. Die EBA-Erhebungen

(Spalte 4) haben gezeigt, dass wir realistisch mit einer 2,8-mal höheren Stromproduktion rechnen können, als in den NREAPs prognostiziert. Aber auch die von der EBA erhobenen Zahlen sind noch konservativ, wenn wir sie mit den von AEBIOM (Aebiom Road Map 2011) und dem Deutschen Biomassezentrum (www.dbfz.de) ermittelten Potenzialen vergleichen. Die NREAP-Prognosen entsprechen durchschnittlich rund 20 % der vom DBFZ errechneten Potenzial, mit maximalen und minimalen Werten zwischen den MS von 0,3 % (Schweden) und über 68 % (Holland).

Die EBA-Erhebung 2012 (Zahlen von 2011) hat gezeigt, dass in Europa rund 12 400 Biogas produzierende Anlagen in Betrieb sind. Dazu gehören landwirtschaftliche und gewerbliche Anlagen, Kläranlagen und Deponien mit Gasfassung und -verwertung. Abbildung 1 zeigt, dass Deutschland mit mehr als der Hälfte aller Anlagen klar die Führung übernommen hat. Die Schweiz liegt erstaunlich weit vorne, weil sie über viele (rund 450) kleine Kläranlagen mit Gasproduktion verfügt.

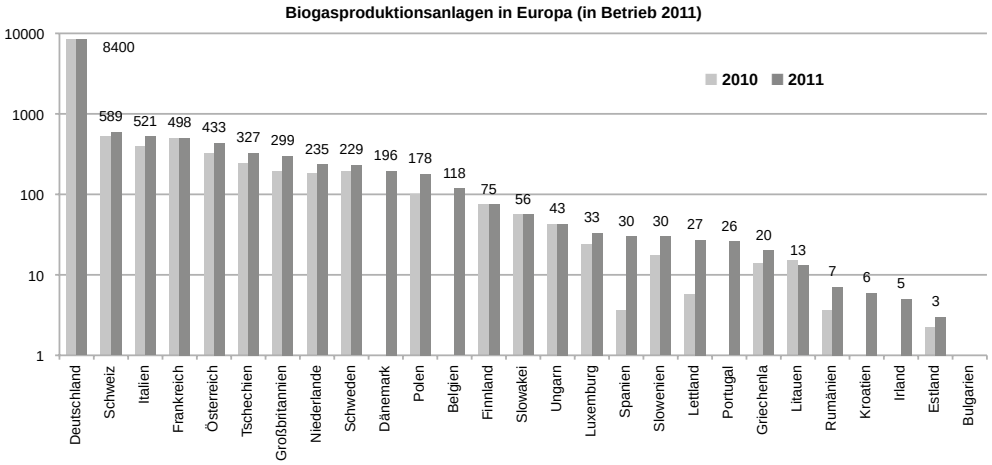


Abb. 1: Entwicklung der Biogasanlagen in Europa 2010/2011 (EBA)

Die jüngst publizierten Zwischenziele der Europäischen Kommission (SWD 2013) sehen für die gesamten EE vielversprechend aus (Abb. 2). 20 MS haben die für 2011/12 gesetzten Zwischenziele bereits erreicht oder werden sie erreichen. An vorderster Front mit dabei sind alle neuen östlichen MS, die allerdings sehr bescheidene Ziele zu erfüllen haben.

Leider sind die Biogasziele im Vergleich zur Zwischenbilanz der einzelnen Länder nicht ausgewiesen. In der Summe liegt der Erreichungsgrad mit -13,3 % deutlich unter dem gesetzten Ziel (Tab. 2), obwohl die Vorgaben der einzelnen Länder sehr tief angesetzt waren.

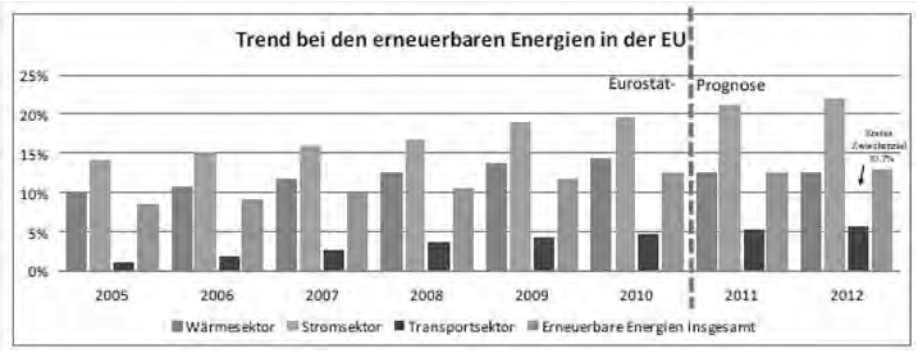


Abb. 2: Zunahme der EE in der EU (Eurostat)

Tab. 2: Zielerreichungsgrad Biogas

Technology	2010	Expected 2012 („CPI")	Planned 2012 target	2012 deviation	Expected 2020 (CPI)		Expected 2020 (CPI + PPI)		Target 2020	2020 deviation	
					Min.	Max.	Min.	Max.		Min.	Max.
	Mtoe	Mtoe	Mtoe	%	Mtoe	Mtoe	Mtoe	Mtoe		Mtoe	Mtoe
Biogas	2.1	2.5	2.9	–13,3	4.7	4.7	5.2	5.2	5.5	–15,0	–15,0

Unbestritten wird die zukünftige Entwicklung noch schwieriger, d. h. die Zunahme wird unter dem Druck der Wirtschaftskrise weiter verzögert werden, welche aber in einigen Ländern nur als Vorwand dient, um die Förderbeiträge für EE stark zu kürzen oder gar zu streichen. In praktisch allen MS sind die Industrien mit hohem Stromverbrauch von der Förderabgabe für EE befreit. Der Zusammenhang zwischen erhöhtem Strompreis wegen der EE und der Wirtschaftskrise ist daher nicht zwingend gegeben.

Obwohl Photovoltaik (PV) neben Wind in den meisten Ländern am meisten Zuwachs zu verzeichnen hat und damit (wegen der hohen Förderquoten) den größten Anteil an Fördergeldern beansprucht, bleibt deren Wachstum auch bei sinkenden Einspeisevergütungen (FiT) ungebrochen, dank der heute billig angebotenen Zellen aus China. Natürlich ist das für die europäische PV-Industrie vernichtend, dafür geht es der Installationsbranche umso besser.

3 Die Entwicklung der Biomasse

Von einem solchen Effekt wie bei PV kann die Biomasse nicht profitieren. Für alle Arten von Biomasse ist daher der Trend negativ (Abb. 3).

Der Produktionsumfang bei der Biomasse ist viel größer als bei der Wind- oder Sonnenenergie. Bis 2020 soll die geplante Produktion 104 Mio. t RÖE (Rohöleinheiten) betra-

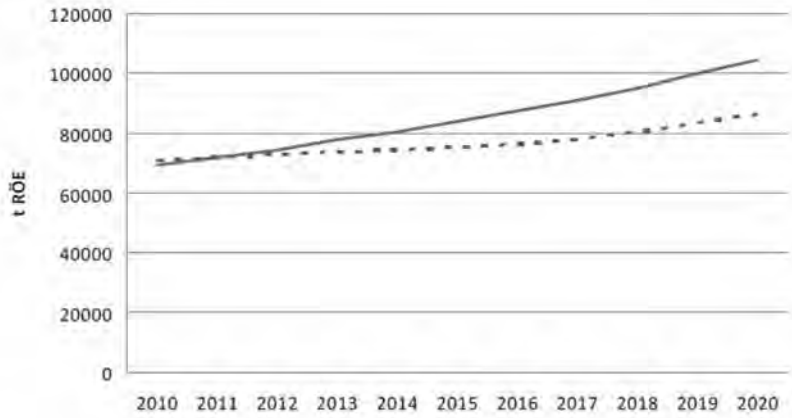


Abb. 3: Geplanter Trend bei der Biomasse-Energie in der EU (durchgezogen) gegenüber dem geschätzten Trend (gestrichelt)

gen (für den Stromsektor 232 TWh bzw. 19 Mio. t RÖE und für den Wärmesektor ca. 85 Mio. t RÖE). Jede Einbuße hat daher auch elementare Auswirkung auf die Erreichung des Gesamtziels.

Die Biogasbranche leidet nicht nur an den sinkenden oder gar aufgehobenen FiT, sondern auch an den steigenden Biomassekosten. Das unterscheidet sie deutlich von PV oder Wind, denen keine Kosten für die Primärenergie erwachsen, weil Sonne und Wind gratis sind. So haben Biogasanlagen, die vor 5 Jahren oder früher gebaut wurden, mit Maispreisen von damals unter 30 €/t, heute mit Preisen über 50 €/t finanziell Mühe zu überleben. Insbesondere in Österreich mit deutlich tieferen Einspeisetarifen als in Deutschland stehen einige Biogasanlagen vor dem Konkurs. Bei den Holzfeuerungen mit Wärmeverbund ist die Situation noch tragischer. Bereits 2012 haben einige Konkurs angemeldet, und es ist zu befürchten, dass es dieses Jahr weitergeht. Da Investitionen Vorlaufzeiten von 8–10 Jahren haben, wird jede heute auftretende größere Störung bei den Investitionen erhebliche Auswirkungen auf die regenerative Energieerzeugung der nächsten Jahre haben, was bedenklich ist.

3.1 Indirekte Landnutzungsänderung

Der Anbau von Biomasse führt zu einem weiteren Problem, nämlich der Diskussion um die Nachhaltigkeit und der möglichen Begrenzung des Einsatzes von landwirtschaftlichen Nutzpflanzen, den sogenannten First-Generation-Technologien.

Der Kommissionsentwurf zur RED-Ergänzung sieht eine Verschärfung der ökologischen Anforderungen vor, der die Biogasproduktion aus Mais – so wie sie in Deutschland zum Erfolgsmodell geworden ist – weitgehend unmöglich macht. Basis für diese Verschärfungen waren diese unhaltbaren Diskussionen um die Emissionen beim Anbau

von Biomasse und der Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion. Besonders extrem war die Aussage, dass Energie aus Biomasse die Umwelt mehr belaste als Kohlekraftwerke.

Aus rein energetischen Überlegungen und der damit verbundenen CO_2-Emission können solche Behauptungen meist problemlos widerlegt werden, etwas schwieriger wird es bei der direkten und insbesondere der indirekten Landnutzungsänderung. Das von der Kommission eingesetzte Berechnungsmodell des IFPRI geht insbesondere beim Biogas lange nicht auf alle positiven Aspekte ein. Zudem hat die Kommission vorgeschlagen, dass ein einziger iLUC-Faktor eingeführt werden soll, unabhängig davon wo, welche und wie die Biomasse angebaut wurde. Im letzten Moment, d. h. einen Tag vor der Pressekonferenz, hat Kommissar Öttinger darauf verzichtet, diese mit Fehlern behaftete Berechnung der indirekten Landnutzungsänderung bindend einzuführen und nur ein Reporting verlangt. Demzufolge müssen alle Produzenten jährlich den Produktionsweg, die produzierten Volumen und die Emissionen je Energieeinheit inkl. Landnutzungsänderung gemäß Anhang V der RED an die vom MS bestimmte Behörde melden.

Damit hat sich die Lage der Biomassetreibstoffe allerdings nur unmerklich entspannt, weil neben der Treibhausgas-Berechnung (THG-Berechnung) grundsätzlich die Treibstoffe der ersten Generation mit 5 % gedeckelt werden sollen, was in etwa dem Stand der 2011 produzierten Menge entspricht. Solange Biomethan zur ersten Generation zählt, kann sich daher dieser vielversprechende Zweig gar nicht mehr weiterentwickeln.

Zudem gilt für alle ab 01.07.2014 in Betrieb genommenen Anlagen eine THG-Reduktion von 60 %, damit der Treibstoff an die 10-Prozent-Quote angerechnet werden kann.

Die bisher erfolgreich umgesetzte Methode, Energiepflanzen auf belastetem Land anzubauen, wird künftig nicht mehr angerechnet.

Zurzeit (Stand Mitte Juni 2013) wird die Vorlage in den verschiedenen Komitees des Europäischen Parlaments (EP) diskutiert, bevor sie dann ins Parlament kommt. Dabei gehen die Meinungen weit auseinander. Auf der einen Seite hält z. B. die Kommission zu Transport und Tourismus (Rapporteur Sabine Wils) fest, dass der Kommissionsvorschlag nicht ambitioniert genug sei. Insbesondere spreche er das Problem der Emissionen von Erstgenerationstreibstoffen nicht genügend an. Wils schlägt daher vor, die 60-Prozent-Reduktion der THG auch auf bestehende Anlagen einzuführen. Riikka Mannerer, Rapporteurin der Regionalentwicklung, auf der anderen Seite möchte weg von der vierfachen Zählung von Biotreibstoffen aus Abfall (diesen zu definieren ist ohnehin schwierig) und möchte dagegen die 5-Prozent-Deckelung beibehalten.

Die hauptverantwortliche iLUC-Rapporteurin des EP, Corinne Lepage vom ENVI Komitee (Environment, Public Health and Food Safety), hat ihren Bericht am 15. April veröffentlicht. Sie verlangt insbesondere, dass

- die 5-Prozent-Deckelung auf konventionelle Biotreibstoffe weggelassen wird,

- bindende iLUC-Faktoren eingeführt werden, damit nicht ungerecht Biotreibstoffe mit niedrigen THG-Emissionen (wie Biogas) „bestraft“ werden,
- Energieeffizienz und Elektromobilität vermehrt gefördert werden (Ziel: Anteil von 1,5 % bis 2020),
- bis 2020 die Anforderungen an bestehende Anlagen nicht erhöht werden,
- klare Definitionen für fortgeschrittene Biotreibstoffe (advanced biofuels) geschaffen werden,
- die Verfügbarkeit von landwirtschaftlichen und forstwirtschaftlichen Abfällen für die Biotreibstoffproduktion auf regionaler Ebene erfasst werden.

Nachdem die meisten Komitees ihre Berichte veröffentlicht haben, ist zu erwarten, dass sich eine große Zahl von Parlamentariern gegen die neue Regelung aussprechen wird. Man darf auf den Ausgang gespannt sein, der eventuell zu dramatischen Veränderungen in der Biogasproduktion führen wird.

3.2 Administrative Hürden

Die Abweichungen der MS von ihren eigenen nationalen Aktionsplänen für EE sind Ausdruck geänderter politischer Strategien, was auf Kosten der Klarheit und der Rechtssicherheit für die Investoren geht und sie größeren rechtlichen Risiken aussetzt. Das Abweichen von den in den Plänen formulierten Erwartungen bezüglich der sektor- und technologiespezifischen Trends ist auch ein Indikator dafür, wo weitere Anstrengungen erforderlich sein könnten. Grund zur Sorge gibt u. a. das Nichtvorgehen gegen die Hindernisse für die Verbreitung der EE:

Verwaltungsaufwand und verwaltungsbedingte Verzögerungen führen nach wie vor zu Problemen und erhöhen das Risiko bei Projekten im Bereich der EE.

Der langsame Infrastrukturausbau, Verzögerungen beim Netzanschluss und Regeln für den Netzbetrieb benachteiligen die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Quellen weiterhin. All diese Probleme bestehen nach wie vor und müssen von den MS bei der Durchführung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie in Angriff genommen werden.

Das veränderte Wirtschaftsklima hat auch eindeutig Auswirkungen auf die Entwicklung neuer Projekte im Bereich der EE gehabt. Ein Aspekt dabei sind die generell gestiegenen Kapitalkosten. Ein weiterer Aspekt ist das höhere Risiko, das aus den Änderungen der Förderregelungen durch die MS resultiert.

Im IEE Projekt ‘BiogasIN’ (SWD 2013) haben Umfragen in 6 neuen Mitgliedsländern gezeigt, dass die administrativen Hürden eher zu- als abnehmen. Dabei wurden namentlich folgende Probleme aufgelistet:

- Zu wenige Behördenmitglieder im Bereich EE
- Mangelnde Fachkenntnis
- Exzessive Bürokratie hervorgerufen durch die mangelnde Sachkenntnis

- Zu viele Bewilligungen von verschiedensten Amtsstellen sind nötig
- Die Bewilligungsverfahren dauern viel zu lange

Die Europäische Kommission erstellt gelegentlich Smiley-Tabellen, um die „Sünder“ auf freundliche Art zu entlarven (Abb. 4).

			Strom			Biokraftstoffe		
	Anteil 2006 (%)	**Ziel 2010 (%)**	**Jüngstes Wachs-tum**	**Fort-schritt**	**Anteil 2007 (%)**	**Ziel 2010 (%)**	**Jüngstes Wachs-tum**	**Fort-schritt**
Österreich	61,6	78,1	😐	☹	4,2	5,75	☺	☺
Belgien	3,9	6	☺	😐	1,1	5,75	☺	☹
Bulgarien	6,8	11	😐	☹	4,8[27]	5,75	☺	☺
Zypern	0,0	6	☹	☹	0 (2005)	5,75	☹	☹
Tsch. Rep.	4,1	8	😐	☹	0,5	2,5	😐	☹
Dänemark	25,9	29	☹	☺	0,1	5,75	😐	☹
Estland	1,5	5,1	😐	☹	0,1	5,75	😐	☹
Finnland	26,5	31,5	☹	☹	0,1 (2006)	5,75	😐	☹
Frankreich	14,3	21	😐	☹	3,6	7,0	☺	😐
Deutschl.	12,6	12,5	☺	☺	7,4	5,75	☺	☺
Griechenl.	8,8	20,1	☺	☹	1,2	5,75	☺	☹
Ungarn	3,7	3,6	☺	☺	0,2	5,75	😐	☹
Irland	8,6	13,2	☺	😐	0,6	5,75	😐	☹
Italien	18,3	22,5	☺	😐	0,5	5,75	☹	☹
Lettland	40,4	49,3	☹	☹	0,1	5,75	☹	☹
Litauen	3,9	7	😐	☹	4,4	5,75	☺	☺
Luxemburg	3,7	5,7	😐	😐	1,5	5,75	☺	😐
Malta	0,0	5	☹	☹	1,1	1,25	😐	☺
Niederlande	7,9	9	☺	☺	2,0	5,75	☺	😐
Polen	3,1	7,5	😐	☹	0,7	5,75	😐	☹
Portugal	31,2	39	☺	☹	2,5	5,75	☺	😐
Rumänien	28,1	33	☹	☹	0,8	5,75	😐	☹
Slowakei	16,0	31	☺	☹	2,5	5,75	☺	😐
Slowenien	28,3	33,6	☹	☹	0,8	3,5	😐	☹
Spanien	19,1	29,4	😐	☹	1,1	5,75	😐	☹
Schweden	52,3	60,0	😐	😐	4,0	5,75	☺	😐
UK	4,6	10	😐	☹	0,8	5,0	😐	☹

Abb. 4: Die Entwicklung der EE in den Mitgliederstaaten

4 Positive Tendenzen

Nicht alle Themen rund ums Biogas sind problembehaftet; es gibt auch erfreuliche Entwicklungen. Neben Deutschland gibt es 4 weitere Länder, in denen der Biogasaufschwung begonnen hat, wenngleich noch auf viel niedrigerem Niveau: Großbritannien, Italien, Holland und Frankreich (Abb. 5). Insgesamt haben sie einen Biogasanteil in Europa von 34,7 bzw. von 3,5 Mio. t RÖE. Allerdings stammen 66,7 % des Biogases aus Deponie- oder Kläranlagen.

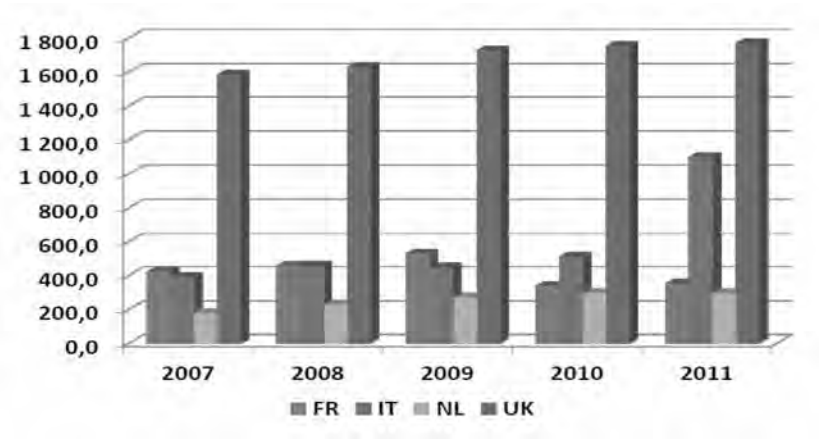


Abb. 5: Die Biogasproduktion aus Landwirtschaft, Abwasser und Deponien (Quelle: EurObserv'ER Biogas Barometer)

Italien hatte Ende 2012 994 (2011: 521) Anlagen in Betrieb, Holland 240, Großbritannien rund 80 und Frankreich zwischen 70 und 80.

Die Einspeisetarife sind vernünftig hoch, um die Entwicklung voranzutreiben. Wie in fast allen Ländern setzen sich die Tarife in Frankreich, Italien und Großbritannien aus verschiedenen Elementen zusammen.

Einzig Holland hat einen Einheitstarif für Biogasstrom aus allen Substraten, kennt dafür aber ein Bietersystem, welches bei jeder Ausschreibung höhere Tarife vorgibt. Der Einfachheit halber werden hier nur die höchsten Werte angeführt für kleine Anlagen (i. d. R. < 250 kW):

Großbritannien:	173 €/MWh (147 £/MWh)
Frankreich:	193 €/MWh
Holland	194 €/MWh
Italien:	250 €/MWh

Zudem haben 3 Länder auch Gaseinspeiseverordnungen, nämlich Frankreich, Holland und Großbritannien. In Großbritannien ist der Gaseinspeisetarif in der Wärmeunterstüt-

zung enthalten, da das eingespeiste Gas weitgehend zur Wärmeproduktion verwendet wird. Italien hat das Gesetz grundsätzlich bewilligt, wartet aber noch auf die entsprechende Verordnung, die in diesem Jahr ansteht.

Literatur

Richtlinie erneuerbare Energien (2009): http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=Oj:L:2009:140:0016:0062:en:PDF, Zugriff im Juli 2013

Umweltdaten UBA (2011): www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/

AEBIOM Road Map (2011): www.aebiom.org/IMG/pdf/Brochure_BiogasRoadmap_WEB.pdfhttp://www.aebiom.org/IMG/pdf/Brochure_BiogasRoadmap_WEB.pdf. www.dbfz.de

SWD(2013): http://ec.europa.eu/energy/renewables/reports/doc/swd_2013_0102_res_en.pdf. www.biogasin.org

Entwicklung der Biogaserzeugung in Deutschland

Michael Nelles, Jaqueline Daniel-Gromke, Velina Denysenko

1 Einleitung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stellt seit dem Jahr 2000 in Deutschland ein maßgebliches Instrument zur Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung dar. Anreizwirkungen wurden durch das EEG insbesondere für den Ausbau der Biogaserzeugung mit den Novellierungen im Jahr 2004 und 2009 gesetzt. Die in Biogasanlagen realisierte Stromerzeugung leistet anteilig den größten Beitrag zur Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland. Im Jahr 2011 wurde mit rund 1 300 neuen Biogasanlagen der höchste Anlagenzuwachs seit der EEG-Einführung verzeichnet (Witt et al. 2012). Im Jahr 2012 trat das erneut novellierte EEG in Kraft. Das System der Einspeisevergütung für Strom aus Biomasse wurde verschlankt. Anreize wurden insbesondere für Kleinst-Gülleanlagen bis 75 kW_{el}, für Anlagen größer 500 kW_{el} und für die Verstromung von Biomethan gesetzt. Die derzeitige Entwicklung am Biogasmarkt setzt mit Einführung der Flexibilitäts- und der Marktprämie zudem auf stärkere Anreize zur bedarfsgerechten Erzeugung von Biogas und zur Direktvermarktung des Stroms aus Biogas. Die Flexibilitätsprämie wird für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für die bedarfsgerechte Stromerzeugung im Rahmen der Direktvermarktung ergänzend zur Marktprämie gewährt (EEG § 33i). Im Rahmen der Betreiberbefragung wurde erhoben, inwiefern Anlagenbetreiber eine Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie beabsichtigen. Die Option der Direktvermarktung ermöglicht dem Anlagenbetreiber seinen Strom an Dritte selbst zu vermarkten. Die Direktvermarktung kann in verschiedenen Formen sowie als anteilige Direktvermarktung nach § 33f des EEG 2012 erfolgen. Für Anlagen mit einer installierten Leistung > 750 kW_{el}, die ab 2014 in Betrieb genommen werden, ist die Direktvermarktung verbindlich. Mit der Ausnahmeregelung, im Falle der Option der Marktprämie keine Wärmenutzung nachweisen zu müssen, wird jedoch eine Ungleichbehandlung mit Blick auf die geforderte Effizienz von KWK-Anlagen erzeugt, die neben der Stromerzeugung eben auch eine hohe Wärmenutzung notwendig macht.

2 Entwicklung der Biogasanlagen

In Hinblick auf die in Kraft getretene Novellierung des EEG konnte – im Vergleich zu den Vorjahren – für 2012 ein deutlich geringerer Zubau neuer Biogasanlagen festgestellt

werden. Während im Bereich der Biomasseanlagen für feste Biomasse die Zunahme der Anlagenzahl in den vergangenen Jahren in etwa gleich blieb, verlangsamte sich der Zubau von Biogasanlagen erheblich.

2.1 Vor-Ort-Verstromungsanlagen

Im Vergleich zum Anlagen- und Leistungszubau der Vorjahre wurde 2012 deutlich weniger zugebaut, zum großen Teil wurden Altanlagen erweitert. Der Zubau inklusive Anlagenerweiterung umfasste im Jahr 2012 rund 350 MW_{el} im Jahr 2012 neu installierter Leistung. Der Anlagenzubau im Jahr 2012 mit rund 300 Anlagen lag im Vergleich zum enormen Zubau des Vorjahres mit 1 300 Anlagen demnach bei weniger als einem Drittel. Nach Hochrechnungen des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) sind seit Ende 2012 etwa 7 500 Biogasanlagen mit rund 3 200 MW_{el} in Betrieb (DBFZ 2013a), (Abb. 1).

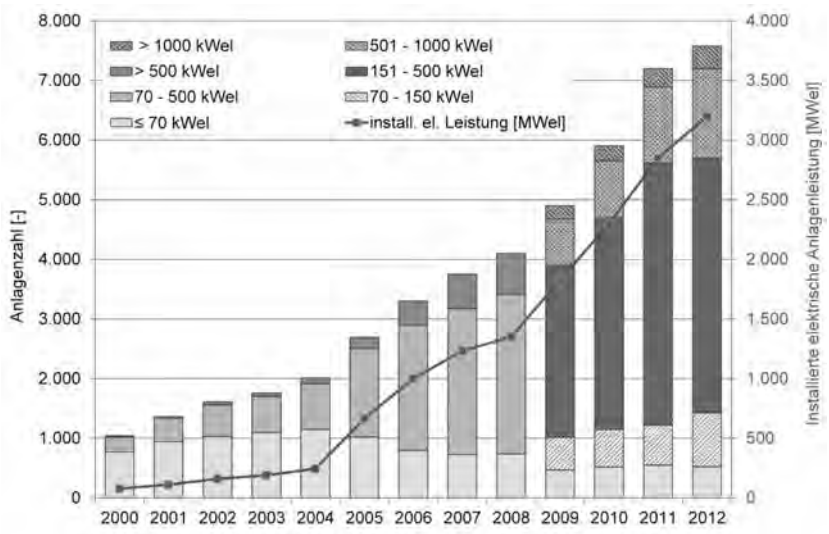


Abb. 1: Biogasanlagenentwicklung in Deutschland (Anlagenzahl differenziert nach Leistungsklassen und installierter elektrischer Anlagenleistung) ohne Biogasaufbereitungsanlagen, Deponie- und Klärgasanlagen (Stand 6/ 2013) (DBFZ 13a)

Der Großteil der in Abbildung 1 dargestellten Biogasanlagen wird auf der Basis landwirtschaftlicher Reststoffe und nachwachsender Rohstoffe betrieben. Neben den rein landwirtschaftlichen Biogasanlagen, in denen Gülle und nachwachsende Rohstoffe eingesetzt werden, gibt es in Deutschland eine Vielzahl von Vergärungsanlagen, in denen Bioabfälle, Grünabfälle oder gewerbliche organische Abfälle, wie Lebensmittel oder Kantinen- und Küchenabfälle, eingesetzt werden. Der Anteil der Biogasanlagen auf der Basis von Bioabfall am gesamten Biogasanlagenbestand ist aber vergleichsweise gering. Ende

2010 waren rund 120 Bioabfallvergärungsanlagen in Deutschland in Betrieb. Diese Anlagen nutzen ausschließlich oder überwiegend Bioabfälle. Sie finden sich über das gesamte Bundesgebiet verteilt, aber überwiegend in Bayern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg.

Darüber hinaus erfolgt der Einsatz von Bioabfällen in einer deutlich größeren Anzahl von Biogasanlagen; eine eindeutige bzw. einheitliche Statistik darüber existiert allerdings nicht. Im Jahr 2009 wurden nach Angaben des Statistischen Bundesamtes in knapp 300 Biogasanlagen Bioabfälle und organische Abfälle eingesetzt. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Kofermentationsanlagen lag damit 2009 bei rund 180 Anlagen zusätzlich zu den oben genannten 120 reinen Bioabfallvergärungsanlagen (Witt et al. 2011). Mit den Rahmenbedingungen durch das EEG 2012 (Vergütungskategorie für die Vergärung von Bioabfällen) und den anstehenden Sanierungen/Ersatzinvestitionen in vielen bestehenden Anlagen, wird ein verstärkter Trend zur Anwendung von Vergärungsanlagen erwartet. Potenziale der zusätzlichen energetischen Nutzung von Bioabfällen sind dabei insbesondere in der Nachrüstung bestehender Kompostierungsanlagen um eine Vergärungsstufe zu sehen. Dabei sollten administrative Hürden soweit als möglich reduziert werden und Rahmenbedingungen für eine aus ökologischer Sicht vorteilhafte Nutzung der Abfälle in Biogasanlagen geschaffen werden (Scholwin et al. 2012).

2.2 Biogasaufbereitungsanlagen

Ende 2012 befanden sich bundesweit 120 Biomethananlagen in Betrieb, welche eine Einspeisekapazität von insgesamt rund 72 000 Nm^3 Biomethan/h aufwiesen (Abb. 2). Im Vergleich zu den Vorjahren erfolgte der Zubau von Anlagen zur Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität (Biomethan) mit nachfolgender Einspeisung ins Erdgasnetz in einem ähnlichen Umfang. Damit ist die Anzahl der insgesamt vorhandenen Einspeiseanlagen im Vergleich zum Vorjahr um rund ein Drittel angestiegen. Nach gegenwärtigem Kenntnisstand setzt sich dieser Trend 2013 fort.

Ausgehend von einer Gesamtaufbereitungskapazität von 7,1 TWh (Hs) wird die reale Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz mit rund 4,8 TWh (Hs) für 2012 beziffert. Unter der Annahme, dass die Biomethanmengen mindestens zu 60 % in KWK-Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden, kann die Stromerzeugung aus Biomethan mit rund 1,1 TWh_{el} und die beim Einsatz von Biomethan in KWK-Anlagen genutzte Wärmemenge mit 1,3 TWh_{th} beziffert werden. Neben der Inbetriebnahme von Biomethan-BHKW ist zunehmend die Umrüstung alter Erdgas-BHKW von Bedeutung, da diese nach Ende der KWKG-Vergütung auf den Einsatz von Biomethan umgestellt werden können und der Strom nach EEG vergütet werden kann.

Im EEG 2012 wurden Änderungen hinsichtlich des Gasaufbereitungs-Bonus vorgenommen, um die bislang geringen Anreize für den Ausbau von Biomethananlagen zu

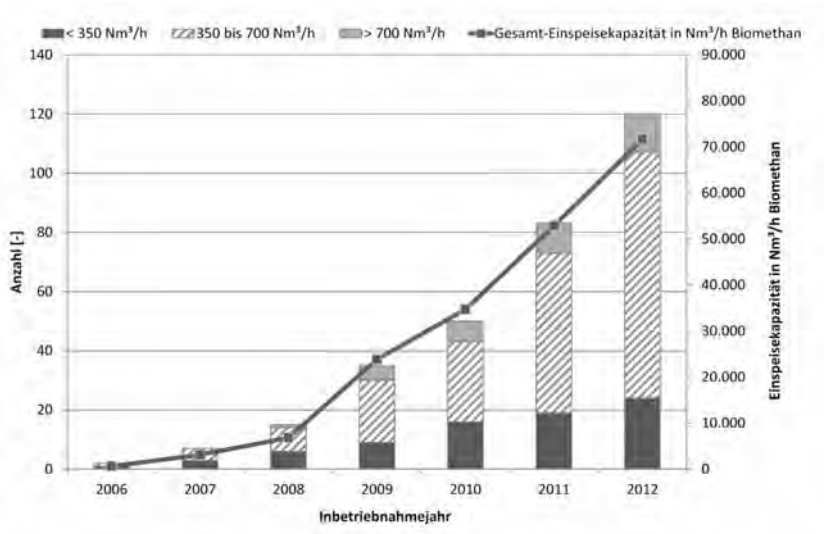


Abb. 2: Entwicklung der Biomethananlagen in Deutschland nach Anlagenzahl (differenziert nach Leistungsgrößen) und Einspeisekapazität von Biomethan (DBFZ 2013)

verstärken und Investitionshemmnisse abzubauen. Neben der Vergütungserhöhung für den Gasaufbereitungs-Bonus wurden auch die Größenklassen angehoben, um den Ausbau kosteneffizienter zu gestalten. Zudem gilt der Aufbereitungs-Bonus auch für Deponie- und Klärgas.

Für die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität finden überwiegend die Verfahren der Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW) und Aminwäsche Anwendung. Vereinzelt wird die Aufbereitung mithilfe einer physikalischen Absorption mit organischem Lösemittel oder mittels Membranverfahren vorgenommen.

3 Anlagenerweiterungen und -veränderungen

Biogas wird vorrangig zur Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt. Neben der Vor-Ort-Verstromung des Biogases wurden in den vergangenen Jahren zunehmend alternative Biogasnutzungsoptionen relevant und umgesetzt. Die Rolle von Mikrogasnetzen zur dezentralen Verstromung des Biogases hat dabei, ebenso wie die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan mit anschließender Gaseinspeisung in das Erdgasnetz, stärker an Bedeutung gewonnen.

Zunehmend im Fokus steht die Optimierung der Bestandsanlagen. Die Auswertung der Betreiberbefragungen zeigt, inwiefern Anlagenerweiterungen bzw. Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz der Anlage durchgeführt wurden (Abb. 3). Mehrheitlich spielen

dabei vor allem der Ausbau der Wärmenutzung und die Erhöhung der BHKW-Leistung eine wichtige Rolle. Der Anlagenzubau erfolgt vielfach an bestehenden Anlagenstandorten infolge des Zubaus zusätzlicher BHKW-Leistung oder Satelliten-BHKW.

Die Mehrheit der Betreiber gab an, nach Inbetriebnahme der Biogasanlage die Wärmenutzung ausgebaut zu haben. Das zeigt deutlich, dass die Wärmenutzung an vielen Biogasanlagen erst sukzessive nach Inbetriebnahme der Anlage ausgebaut wird.

Abb. 3: Häufigkeit der Umsetzung von Maßnahmen zur Anlagenerweiterung/Effizienzsteigerung; relative Häufigkeit (Mehrfachnennungen möglich) (Betreiberbefragungen DBFZ 2011 und 2012 im Vergleich) (DBFZ 2013)

Zur Förderung der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in das Energiesystem kann nach dem EEG 2012 im Rahmen der Direktvermarktung des Stroms (entsprechend §§ 33b bis 33f) eine Marktprämie nach § 33g und – ergänzend zur Marktprämie – eine Flexibilitätsprämie nach § 33i beansprucht werden.

Im Zuge der DBFZ-Betreiberbefragung 2013 wurde für das Bezugsjahr 2012 der erfolgte Wechsel in die Direktvermarktung ermittelt. Gegenwärtig vermarkten rund 21 % der befragten Biogasanlagenbetreiber den erzeugten Strom direkt. Davon gehen 18 % der Anlagenbetreiber mit der Gesamtleistung in die Direktvermarktung. Lediglich in Einzelfällen (3 %) wird Strom anteilig direkt vermarktet.

Die Flexibilitätsprämie wird für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für die bedarfsgerechte Stromerzeugung im Rahmen der Direktvermarktung ergänzend zur Marktprämie gewährt (EEG § 33i). Im Ergebnis der Betreiberbefragung zeigt sich,

dass 68 % der befragten Betreiber derzeit keine Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie und folglich keine Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für die bedarfsgerechte Stromproduktion im Rahmen der Direktvermarktung beabsichtigen (Abb. 4). Von den Betreibern, die den Strom als gesamte bzw. als anteilige Leistung vermarkten, gaben rund 3 % an, gleichzeitig eine Flexibilitätsprämie zu beanspruchen. 5 % der Biogasanlagenbetreiber beabsichtigen einen Wechsel in die Direktvermarktung, jedoch nicht die gleichzeitige Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie. 19 % der Befragten planen, den erzeugten Strom direkt zu vermarkten und dabei die Flexibilitätsprämie in Anspruch zu nehmen. Es zeigt sich, dass noch Unsicherheiten bei den Anlagenbetreibern hinsichtlich der Beanspruchung der Markt- und insbesondere der Flexibilitätsprämie bestehen.

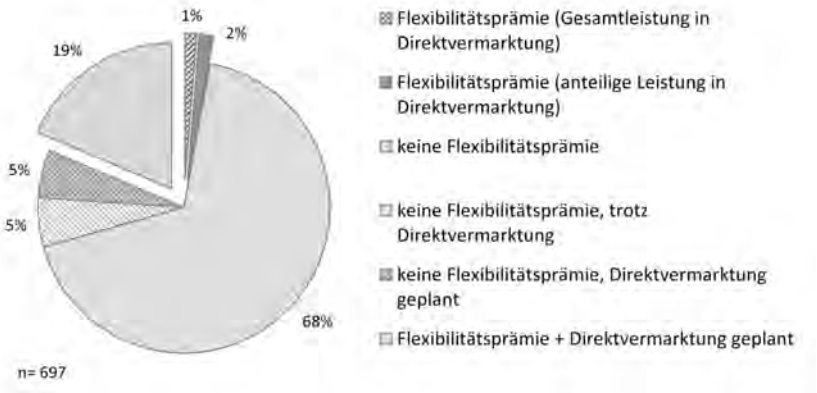


Abb. 4: Gegenwärtige und geplante Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie im Rahmen der Direktvermarktung (DBFZ 2013)

4 Substrateinsatz

Hinsichtlich des Substrateinsatzes dominieren massebezogen nach wie vor nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) und tierische Nebenprodukte wie Gülle und Festmist, die jeweils über den NawaRo- und Gülle-Bonus im EEG besonders gefördert wurden. 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. Unter den nachwachsenden Rohstoffen dominiert Maissilage den Substrateinsatz. Bei rund 80 % der in Biogasanlagen eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe – bezogen auf die Menge – handelt es sich um Maissilage. Daneben sind vor allem Grassilage und Getreide-GPS als Energiepflanzen zur Biogaserzeugung von Bedeutung.

Mit dem novellierten EEG 2012 ist Kofermentation von Abfallstoffen und landwirtschaftlichen Substraten zulässig. Ob dies in der Praxis Auswirkungen hat und zu einer zunehmenden Nutzung von Abfallstoffen führt, kann derzeit noch nicht abgeschätzt werden.

Der Vergleich des massebezogenen Substrateinsatzes von Biomethananlagen gegenüber Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung zeigt, dass bei Biomethananlagen ein höherer Anteil nachwachsender Rohstoffe eingesetzt wird und mit 78 % massebezogen das dominierende Substrat darstellt. Im Unterschied zu den Biomethananlagen wird dagegen bei der durchschnittlichen Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung mehr Wirtschaftsdünger einsetzt (Abb. 5).

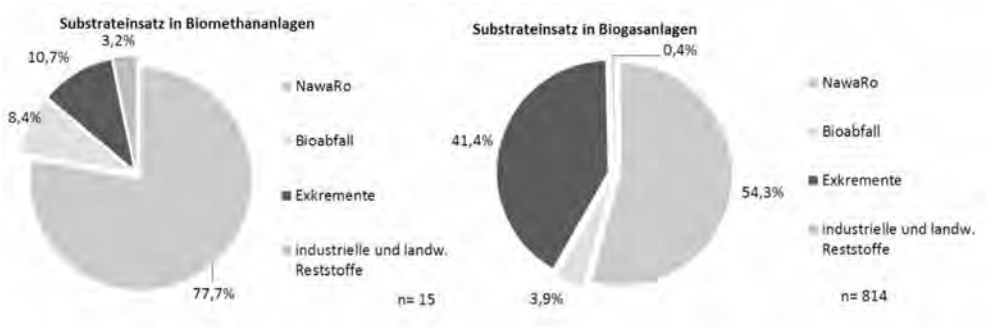


Abb. 5: Massebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen nach Substratkategorien; links: Biomethananlagen, rechts: Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung (DBFZ 2013)

Werden Energiepflanzen zur Biogaserzeugung eingesetzt, so dominiert Maissilage sowohl bei Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung als auch bei Anlagen, die das Biogas anschließend zu Biomethan aufbereiten (Abb. 6).

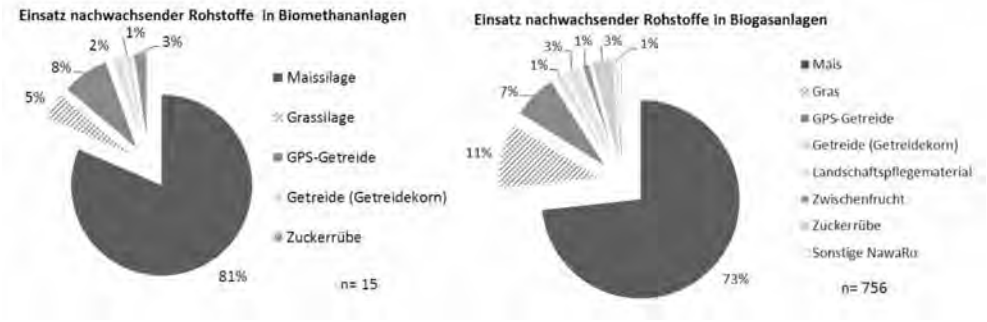


Abb. 6: Massebezogene Verteilung nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen; links: Biomethananlagen, rechts: Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung (DBFZ 2013)

5 Biogaspotenzial

Im Rahmen der Studie von Fischer et al. (2013) wurde das technische Biogaspotenzial für Energiepflanzen, Wirtschaftsdünger sowie industrielle, landwirtschaftliche und kommunale organische Reststoffe auf Bundeslandebene untersucht. Das ermittelte technische Biogaspotenzial beträgt insgesamt rund 358 PJ/a (99 TWh), wobei rund 91 % auf landwirtschaftliche Substrate, 6 % auf kommunale Reststoffe und 3 % auf industrielle Reststoffe entfallen (Abb. 7).

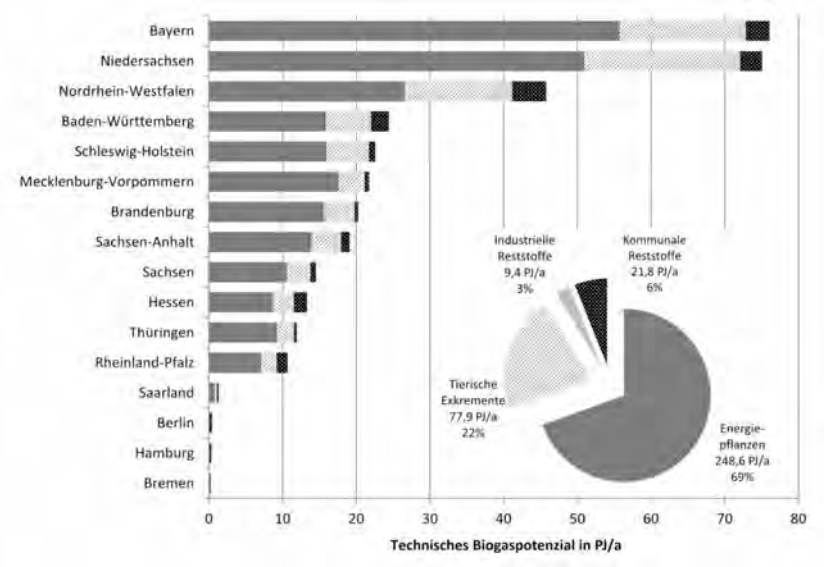


Abb. 7: Verteilung des technischen Biogaspotenzials in Deutschland (Fischer et al. 2013)

Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang, dass stoffliche und energetische Nutzungskonkurrenzen nicht vollständig berücksichtigt sind. Wird angenommen, dass mit Biogasanlagen im Jahr 2012 rund 23 TWh Strom erzeugt wurden (DBFZ 2013a), werden gegenwärtig rund 2/3 der berechneten Biogaspotenziale bereits genutzt[1].

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Nutzungs- und Flächenkonkurrenzen ist anzustreben, die vorhandenen Potenziale effizient zu nutzen. Nachhaltig nutzbare Potenziale sind vor allem im Bereich der Reststoffe und Nebenprodukte (u. a. Stroh, Schlempe, Gülle, Bioabfälle) zu finden. Jedoch stehen diese Substrate nur eingeschränkt zur Verfügung.

[1] Berücksichtigung durchschnittlicher elektrischer Wirkungsgrade von 37 %.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass Biomassepotenziale Veränderungen unterliegen und ihre globale Entwicklung von vielen Einflussfaktoren und großen Unsicherheiten geprägt ist. So hängen die Biomassepotenziale insbesondere von der Entwicklung der land- und forstwirtschaftlichen Produktion ab. Von sehr großer Bedeutung werden zukünftig die steigende internationale Nachfrage und die zunehmenden Handelsströme für die Verfügbarkeit von Biomasse sein.

6 Ausblick

In Politik und Öffentlichkeit besteht ein Konsens über die Notwendigkeit eines weitergehenden Umbaus des Energiesystems hin zu mehr erneuerbaren Energien. Für die Zukunft ist zu erwarten, dass mit einem größeren Anteil der erneuerbaren Energien in die Energienetze auch der Anteil an flexibler, dem Bedarf angepasster Energiebereitstellung steigen wird. Damit verbunden ist die Entwicklung von Komponenten gezielt für bedarfsgerechte Bereitstellung (z. B. Standfestigkeit von Motoren bei Lastwechsel), leistungsfähiger Zustandserkennung, Prozessregelung und Fernüberwachung. Das bedingt eine Entwicklung besserer Sensoren zur Prozessüberwachung.

Wichtiger Bestandteil der zukünftigen Entwicklung ist die öffentliche Wahrnehmung und die Akzeptanz der Technologie in der Bevölkerung. Neben anlagenseitigen Erscheinungen wie Geruchs-, Lärm- und vor allem Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) wird die öffentliche Wahrnehmung in Bezug auf Nachhaltigkeitskriterien (Einsparung von THG-Emissionen) und auch das Image der landwirtschaftlichen Produktion von Rohstoffen für die Bioenergie eine wichtige Rolle spielen.

Biogasanlagen können vorrangig der Behandlung von Abfällen oder der Energiebereitstellung dienen. Je nach Konzept stellen sich unterschiedliche Kostenstrukturen dar. Prinzipiell ist jedoch zu verzeichnen, dass die Energieerzeugung eher bei großen Anlagen wirtschaftlich zu realisieren ist, während sich eine nachhaltige Reststoffbehandlung (z. B. Gülle, Abfälle) auch bei kleinen, dezentralen Konzepten umsetzen lässt. Entsprechend dieser Argumentation, der das derzeitige EEG folgt, stellt sich die Frage, welchen Entwicklungsweg die mittleren Anlagen nehmen werden. Hier ist zu untersuchen, wie Repowering-Konzepte diesen Anlagenbereich in die weitere Entwicklung integrieren können.

Einen weiteren Aspekt stellt die Gärrestaufbereitung dar. Je nach Anlagentyp und regionalen Bedingungen können die Nährstoffseparation und zukünftig auch hygienische Aspekte der Gärrestbehandlung an Bedeutung gewinnen. Im Hinblick auf die Effizienz der Nutzung ist nach wie vor die Wärmenutzung eine der großen Stellschrauben

für die Effizienz und auch für die Wirtschaftlichkeit. Hier ist die Entwicklung von ökologisch und ökonomisch sinnvollen Lösungen noch lange nicht abgeschlossen.

Die Herausforderung besteht darin, für den Energieträger Biogas eine Schlüsselfunktion im Energiesektor zu finden, die idealerweise mit einer vom EEG unabhängigen Kostenstruktur verbunden ist. Generell wird sich die Entwicklung in Richtung einer kostengünstigeren und energieeffizienteren Konversionstechnologie verstärken. Die Integration von dezentralen Anlagen in ein sich stark änderndes Energiekonzept wird ein zentrales Forschungsgebiet der nächsten Jahre sein.

Literatur

DBFZ (2013): Auswertungen der Betreiberbefragung Biogas 2013 für das Bezugsjahr 2012. Leipzig

DBFZ (2013a): Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht Mai 2013, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (FKZ 03MAP250), Leipzig

Fischer, E. et al. (2013): Überarbeitung der Studie: Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. FNR e.V., Leipzig

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

Witt, J. et al. (2011): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. 6. Zwischenbericht, September 2011 (unveröffentlicht), Leipzig

Witt, J. et al. (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. DBFZ Report (Nr. 12). Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH, Leipzig

Perspektiven der deutschen Biogastechnik

Bernd Krautkremer, Uwe Holzhammer

1 Bioenergie im Kontext aller erneuerbaren Energien

Die Transformation der Energieversorgung zu einem System mit hohen Anteilen aus erneuerbaren Energien (EE) erfordert neben der Erweiterung der Energieversorgungsnetze, der Erschließung von Lastmanagementpotenzialen und Effizienzsteigerungen zusätzlich den Einsatz von Energiespeichern für eine bestmögliche Integration fluktuierender erneuerbarer Energieträger. Die hierzu notwendige Entwicklung ist im Detail schwer vorhersehbar. Neben einer Vielzahl von technologischen und wirtschaftlichen Aspekten werden sich in Zukunft vor allem auch politische und soziologische Einflüsse auf den Ausbau erneuerbarer Energien auswirken. Erschwerend kommt hinzu, dass diese Entwicklungen weit über den nationalen Kontext rückgekoppelt sind. Dies gilt im besonderen Maße für die Bioenergie. Es scheint daher sinnvoll, die Transformation des Energiesystems als fortwährenden Annäherungsprozess zu betrachten, bei dem technologische Notwendigkeit und Machbarkeit mit der ökonomischen Umsetzbarkeit sowie der gesellschaftlichen Akzeptanz abgeglichen werden müssen.

Nach heutigem Kenntnisstand kann eine zukünftige Energieversorgung mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien nur durch den Aufbau großer Nennleistungsüberkapazitäten dargebotsabhängiger Energieformen wie z. B. Windenergie und Photovoltaik realisiert werden. Dies führt einerseits zu hohen, zeitlich befristeten Überangeboten an Leistung, kann andererseits jedoch nicht verhindern, dass Zeiten niedrigen Dargebots überbrückt werden müssen. Selbst mit einem, ökonomisch nicht sinnvollen und gesellschaftlich kaum durchsetzbaren, idealen Netzausbau bliebe die Notwendigkeit von Speichern bestehen. Vor diesem Hintergrund kommt chemischen Speichern, zu denen auch die Biomasse zählt, eine besondere Rolle zu.

2 Die Rolle der Bioenergie in einer zukünftigen Energieversorgung

Bei der Definition der Rolle, die die Bioenergie in diesem Zusammenhang spielen kann, sind neben einer Vielzahl gesellschaftlicher, ökonomischer und ökologischer Fragestellungen aus der Sicht der Energiesystemtechnik einige wesentliche Punkte zu betrachten. Zunächst ist zu klären, welche Leistung (MW) durch Bioenergie zu welcher Zeit bereitgestellt werden muss. Daran orientiert sich die zu installierende Nennleistung. Es

gilt ebenso zu klären, welche Jahresarbeit (TWh) durch Bioenergie bereitgestellt werden muss. Daraus lassen sich die notwendigen Biomassepotenziale ableiten, die unter Berücksichtigung der jeweiligen Systemwirkungsgrade bereitgestellt werden müssen, damit diese Aufgabe erfüllbar ist. In einem weiteren Schritt gilt es, die zeitliche Abfolge und jeweilige Einsatzdauer (z. B. Tagesausgleich oder saisonaler Ausgleich) der Leistungsbereitstellungen zu erfassen. Daran lassen sich die in Frage kommenden Technologiepfade ableiten. Beispielsweise kann eine vor Ort verstromende Biogasanlage nur im Tagesbereich ausgleichen, wohingegen in das Erdgasnetz eingespeistes Biomethan auch für den Ausgleich längerfristiger Schwankungen herangezogen werden kann. Bedenkt man zusätzlich, dass es sich hier nicht um die Betrachtung eines statischen Zustandes handelt, sondern dass sich der Umbau des Energiesystems über einen Zeitraum erstreckt, in dem sich alle Elemente sowohl in ihrem absoluten Beitrag als auch in ihrer Zusammensetzung stetig ändern, wird klar, dass sich die Rolle der Bioenergie nicht auf einen Punkt bringen lässt, sondern als eine Entwicklung mit einer gewissen Bandbreite zu verstehen ist.

3 Verfügbare und akzeptierte Bioenergiepotenziale

Die Bioenergie spielt heute schon eine besondere Rolle im Konzert der erneuerbaren Energien. Aufgrund ihrer Speicherbarkeit und der Möglichkeit sie in verschiedene Energieträger mit unterschiedlichen Aggregatzuständen (fest, flüssig, gasförmig) und Zielenergieformen (Strom, Wärme, Kraftstoff) umwandeln zu können, wird sie auch künftig in den unterschiedlichsten Energieszenarien eine wichtige, wenn nicht unverzichtbare Rolle spielen. Gleichzeitig kann Bioenergie nur einen begrenzten Beitrag zur Gesamtversorgung mit erneuerbaren Energien liefern, weil trotz der mannigfaltigen Herkunft Biomasse nur begrenzt verfügbar ist. Ihre Verfügbarkeit beschränkt sich durch die Forderung nach einer nachhaltigen Bereitstellung ebenso wie durch die konkurrierende Nutzung im stofflichen und vor allem im Nahrungsbereich. Bei einer sinnvollen Integration der Biomasseproduktion für die energetische Nutzung in die Produktionsabläufe von Nahrungsmitteln können Konkurrenzsituationen jedoch vermieden werden und sogar Synergieeffekte hinsichtlich der Fruchtfolge, dem Einsatz von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln sowie der Biodiversität erzielt und trotzdem nennenswerte Bioenergieanteile zur Verfügung gestellt werden. Nicht zu vergessen sind biogene Abfallströme, die bisher noch nicht erfasst werden bzw. deren Nutzungspfade technologisch noch nicht ausgereift sind.

In diesem Kontext ist es nicht verwunderlich, dass über die tatsächlich nachhaltig zur Verfügung stehenden Biomassepotenziale Dissens herrscht, alleine schon weil der Begriff „Nachhaltigkeit“ sehr dehnbar verwendet wird. Trotzdem helfen Potenzialstudien, einen

Überblick über den theoretisch möglichen Beitrag der Bioenergie an der künftigen Energieversorgung zu bekommen. In den Szenarien der Leitstudie des Bundesumweltministeriums (BMU 2010) wird eine Fläche von rund 4 Mio. ha als nachhaltig verfügbare Fläche für Anbaubiomasse zur energetischen Nutzung zugrunde gelegt. Andere Studien gehen sogar von größeren Flächenpotenzialen aus. Allerdings ist zu bedenken, dass bereits bei den derzeit etwa 2 Mio. ha schon deutliche Akzeptanzprobleme auftreten. Es scheint also notwendig zu sein, eine Potenzialanalyse nicht nur von der Seite der Verfügbarkeit, sondern auch vom Bedarf her zu betrachten.

3.1 Notwendige Bioenergiepotenziale aus systemtechnischer Sicht

Die Nutzung von Bioenergie ist in vielen Anwendungsbereichen heute Stand der Technik und liefert derzeit den größten Anteil zur Deckung des Endenergiebedarfs durch erneuerbare Energien in Deutschland (fast 70 %).

Sie liefert jedoch große Beiträge in Anwendungen, die im Zuge der Steigerung der Gesamteffizienz der Energieversorgung vermieden werden können (z. B. Wärmeversorgung von unzureichend gedämmten Gebäuden), bzw. wo sie ineffizient und ohne Ausnutzung ihrer spezifischen Eigenschaften genutzt wird (Beispiel: Verstromung mit schlechter Wärmenutzung, Strom nur zur Grundlastversorgung).

Es ist daher geboten, künftig den Einsatz von Bioenergie gezielt nur auf solche Anwendungen zu fokussieren, die langfristig auch bei maximaler Energieeinsparung nur durch Bioenergie darstellbar sind und bei denen die Speichereigenschaft der Biomasse im Sinne einer Maximierung des Gesamtanteils an erneuerbaren Energien auch genutzt wird. Trotzdem soll natürlich die Bioenergie in der Phase der Transformation unseres Energiesystems ihre wichtige Rolle als Brückentechnologie spielen. Die Frage ist also: Welche Rolle zu welcher Zeit?

Eine Analyse des notwendigen Potenzials von Bioenergie muss daher aus systemtechnischer Sicht erfolgen. Hierzu müssen unterschiedliche Szenarien betrachtet werden, die verschiedene Ausbaustufen der einzelnen Elemente dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien sowie nicht zuletzt auch Netzausbau, Pumpspeicher, Energiemanagementmaßnahmen und die Entwicklung des Stromverbrauchs berücksichtigen. Hieraus lässt sich u. a. der noch durch Bioenergie zu deckende Beitrag ableiten. Da diese Szenarien empfindlich auf Änderungen der einzelnen Elemente reagieren, können sie natürlich nicht die tatsächliche zukünftige Entwicklung voraussagen, aber sie zeigen die Konsequenzen verschiedener Entwicklungen auf.

3.2 Eine lösbare Aufgabe im Strommarkt

Derzeit als plausibel geltende Szenarien des Fraunhofer Institutes für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) gehen davon aus, dass der Bedarf zum Ausgleich von De-

fiziten elektrischer Energie etwa bei 45 TWh je Jahr liegen wird (Abb. 1). Die jährlich durch vor Ort verstromende Biogasanlagen produzierte Strommenge liegt derzeit bei knapp 25 TWh. Rechnet man noch weitere biogene Strommengen, z. B. aus Heizkraftwerken, hinzu (derzeit rund 15 TWh), wird deutlich, dass im Stromsektor die derzeit genutzte Biomassemenge (inkl. Abfall und Gülle), wenn sie bedarfsorientiert eingesetzt werden würde, summarisch durchaus die gestellte Aufgabe lösen könnte. Es muss dann allerdings noch geprüft werden, ob die eingesetzten Bioenergieanlagen die Defizite in ihrem zeitlichen Verlauf (Leistung über die Zeit) abdecken können. Darüber hinaus müssen noch der Wärme- und Kraftstoffsektor betrachtet werden. Der Bedarf wird also deutlich höher sein.

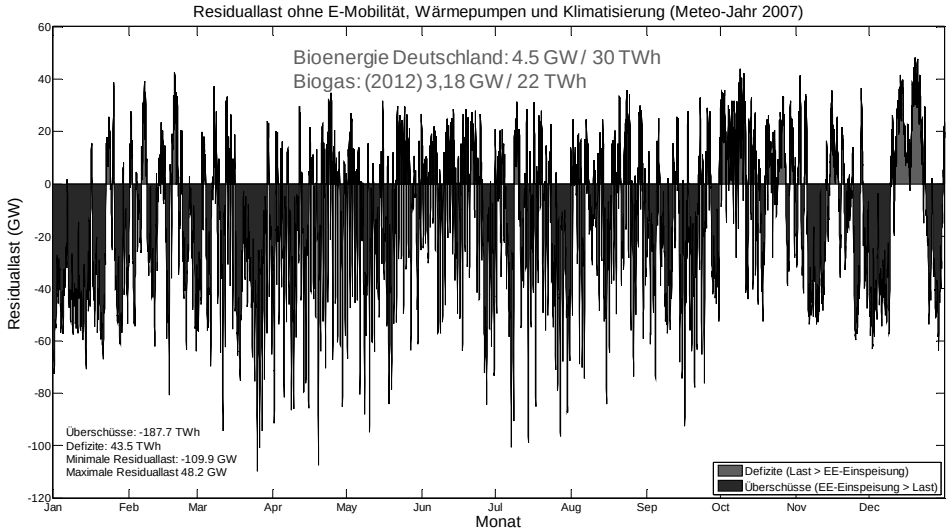


Abb. 1: Residuallast für ein 100-Prozent-EE-Szenario

Da die Transformation des Energiesystems ein Prozess ist, der sich über einen beträchtlichen Zeitraum hinzieht, reicht ein 100-Prozent-EE-Szenario alleine nicht aus. Auch der Weg dorthin muss mit entsprechenden Szenarien beleuchtet werden. Hier zeigt sich erstens, dass Ausgleichsmaßnahmen erst mit deutlichen Anteilen erneuerbarer Energien notwendig werden, und dass zweitens zunächst der Bedarf an einem kurzfristigen Ausgleich (Stunden bis 1–2 Tage) erforderlich wird. Dies wäre dann aber eindeutig ein Fall für flexible, vor Ort verstromende Biogasanlagen bzw. Biomethan-Blockheizkraftwerke (BHKW) im flexiblen Betrieb. Später werden dann längerfristige Ausgleichsmaßnahmen nötig. Hier spielt dann Biomethan eine wichtige Rolle, die zukünftig ggf. durch andere Technologien wie Power-to-Gas flankiert wird.

4 Sonderstellung Biogas

Im vorhergehenden Kapitel wurde bereits deutlich, dass Biogas eine wichtige Rolle bei der Lösung der anstehenden Aufgaben im Rahmen der Energiewende spielen kann. Wie diese Rolle aussieht und welche Konsequenzen sich für die einzusetzende Technologie ergeben, soll im Folgenden hergeleitet werden.

Biogas ist ein hervorragender Brennstoff, der mit sehr wenig Aufwand aufbereitet (Trocknung, Entschwefelung) und dann in Motoren mit hohem elektrischem Wirkungsgrad verstromt werden kann. Die dabei frei werdende Wärmeenergie sollte möglichst vollständig genutzt werden, was aufgrund der jeweiligen örtlichen Gegebenheiten nicht immer möglich ist. Trennt man zusätzlich noch CO_2 vom Biogas ab, so kann man Erdgasqualität erreichen und das so entstandene Biomethan in das Erdgasnetz einspeisen. Der höhere Aufbereitungsaufwand durch die CO_2-Abtrennung wird in der Regel aufgewogen, weil nun eine Verstromung des Gases an Orten und zu Zeiten möglich ist, bei denen eine vollständige Wärmenutzung gewährleistet ist.

Aus diesen Gründen wird heute Biogas vornehmlich für die Stromproduktion eingesetzt. Auch im Kraftstoffsektor bietet Biogas viele Vorteile und ist ökonomisch interessant, spielt aber in Deutschland noch keine große Rolle. Für die direkte Verwendung im Wärmemarkt scheint Biogas aufgrund der Produktionskosten und wegen des dann sehr geringen CO_2-Minderungspotenzials nicht sehr attraktiv.

4.1 Die Aufgabe von Biogas im Strommarkt

Bei der Betrachtung zukünftiger Energieversorgungsszenarien kann Biogas eine Schlüsselrolle spielen. Wie in Abbildung 1 deutlich wird, bewegen sich bereits heute die durch Biogas darstellbaren Jahresarbeiten in der Größenordnung des Bedarfs bei einem 100-Prozent-EE-Szenario (benötigt ca. 45 TWh; derzeit verfügbar ca. 30 TWh, davon 22 TWh Biogas, der Rest aus anderen Heizkraftwerken). Würde man beim derzeitigen Einsatz von landwirtschaftlichen Flächen von ca. 2 Mio. ha alle Flächen für Biogas einsetzen, wäre die Gesamtenergiemenge vollständig durch Biogas und Holzheizkraftwerke darstellbar.

Anders stellt sich die Situation jedoch beim Vergleich der installierten mit der benötigten Leistung dar. Hier werden ca. 50 GW benötigt, es sind derzeit aber nur ca. 4,5 GW installiert (davon ca. 3,2 GW Biogas). Würde man auch hier wieder eine Ausweitung der für Biogas beanspruchten Flächen auf alle derzeit energetisch genutzten Flächen ausweiten, so könnte man die installierte Leistung bei unveränderter Betriebsweise nahezu verdoppeln – was aber immer noch nicht ausreichen würde. Eine unveränderte, konstante Betriebsweise wäre aber auch kontraproduktiv, da sie die zu erwartenden Überschüsse zusätzlich erhöhen würde. Es gilt also, die Bereitstellung von Strom aus Biogas zu flexibilisieren. Dazu muss eine BHKW-Leistung installiert werden, die ein Vielfaches der

Jahresdurchschnittsleistung der Biogasanlage beträgt, sodass in Zeiten hohen Dargebots aus Sonne und Wind das BHKW abgeschaltet bleiben kann, um die dann zwischengespeicherte Biogasmenge zu Zeiten mangelnden Dargebots zu verstromen. Eine aus der Sicht vermarktbarer Stromprodukte sinnvolle Größenordnung bewegt sich bei der 2- bis 3-fachen Überkapazität. Mit den vorausgegangenen Annahmen über die Flächennutzung für Biogas käme man dann auf eine installierte Leistung von ca. 12–18 GW. Damit hätte man zwar die im unterstellten Szenario errechnete Residuallast von 50 GW immer noch nicht erreicht, könnte aber einen großen Teil der benötigten Arbeit liefern. Die letzten fehlenden Spitzen müssten dann mit anderen Technologien oder über eine Ausweitung der Rohstoffkapazitäten erfolgen, womit man wieder bei der im dritten Kapitel angeschnittenen Potenzialdiskussion angelangt wäre.

Diese Anwendung für die Biogastechnik ist einerseits eine aus technologischer Sicht sinnvolle Konsequenz einer systemtechnischen Betrachtung des Gesamtenergiesystems, birgt andererseits aber auch mittelfristig die Chance, Bioenergie zu Marktpreisen in den Verkehr zu bringen.

4.2 Die Perspektive der deutschen Biogastechnik

Aus den vorgenannten Aspekten lässt sich erkennen, dass die Technik der Energiebereitstellung über den Weg der Biogaserzeugung einen wichtigen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten kann. Allerdings gilt es, diese Technik so umzugestalten, dass sie ihrer speziellen Rolle auch gerecht werden kann. Die Konsequenzen hieraus wären dann

- weiterer Ausbau der Biogastechnik, mit dem Ziel einer durch Bioenergie insgesamt darstellbaren elektrischen Jahresarbeit von bis zu 50 TWh und
- konsequenter Umbau (und Neubau) der Anlagen für die bedarfsorientierte Bereitstellung von Energie.

Vor diesem Hintergrund scheint es eine Zukunftsperspektive der deutschen Biogastechnik zu sein, Anlagen zu bauen bzw. umzurüsten, die bedarfsorientiert Strom bereitstellen können.

Mittelfristig könnten sich damit sicher auch weitere Märkte im Ausland erschließen lassen, die nicht über eine spezielle Biogasförderung verfügen, weil bedarfsorientiert bereitstellbare Energie einen adäquaten Marktpreis erzielen kann.

5 Langfristige Perspektive

Am Ende bleibt noch die Frage, ob dieser Einsatz der Bioenergie im Vergleich zu Alternativen eine auch langfristig sinnvolle Lösung darstellt. Diese Frage muss im Laufe der Zeit immer wieder neu gestellt werden, da einerseits davon auszugehen ist, dass die zur

Verfügung stehende Biomasse zunehmend knapper wird, andererseits auch alternative Technologien, die die Bioenergie ersetzbar machen, wirtschaftlich verfügbar werden können (z. B. Power-to-Gas).

Die gleichen Vorgehensweisen gelten analog natürlich für den Wärme- und Verkehrssektor sowie im Gesamtkontext. Die Energiewende muss sektorenübergreifend erfolgen. Somit ist aber auch die Betrachtung der Kosten nur im gesamten Kontext möglich. Zweifelsohne rangieren einige Bioenergietechnologien und besonders die Biogastechnologie kostenmäßig im oberen Bereich, wodurch der Einsatz dieser Technologien stets kritisch geprüft werden muss. Dagegen stehen jedoch einige Argumente, die die Kostenfrage deutlich relativieren. Einerseits erfolgt die Wertschöpfung beim Einsatz dieser Technologien sehr lokal. Das betrifft insbesondere die „Brennstoffversorgung" bei Biogasanlagen. Andererseits ermöglicht aber auch ein bedarfsgerechter Einsatz von Bioenergie die Nutzung größerer Energiemengen aus dargebotsabhängigen Quellen, wodurch diese Technologien kostengünstiger werden. Dieser Effekt wird jedoch erst in naher Zukunft deutlich messbar werden.

Bezogen auf den üblichen Investitionshorizont von Biogasanlagen kann man dem Wandel des Energiesystems jedoch sehr zuversichtlich entgegensehen, denn selbst die Gesamtanlage hat einen deutlich kürzeren Zeithorizont als Großkraftwerke und Teilinvestitionen wie z. B. BHKW (bewegen sich im Bereich unter 10 Jahren). Dies ermöglicht es der Branche, sich relativ flexibel an die sich ändernden Randbedingungen anzupassen.

6 Fazit

Die Biogastechnologie kann wichtige Aufgaben in einer zukünftigen Energieversorgung übernehmen und ist aufgrund ihrer Anpassbarkeit in der Lage, auch während der Transformation eine stets passende Rolle zu spielen.

Ein wichtiger Schritt ist dabei aus heutiger Sicht die Anpassung der Technik, damit Biogasanlagen bedarfsgerecht Energie bereitstellen können. Dies ist nicht nur eine passende Aufgabe innerhalb des Gesamtsystems, sondern eröffnet auch die Perspektive, Energie zu Marktbedingungen anbieten zu können, wodurch sich weitere, förderunabhängige Märkte für die deutsche Biogastechnik erschließen lassen.

Es gilt also, die anstehenden Herausforderungen anzugehen und ihnen mit einer der größten Stärken der deutschen Wirtschaft, nämlich der Innovationsfähigkeit, zu begegnen.

Literatur

BMU (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, „Leitstudie 2010", BMU-FKZ 03MAP146

Neue rechtliche Rahmenbedingungen für Biogasanlagen

Stefan Rauh

1 Einleitung

Die Biogaserzeugung sieht sich regelmäßig veränderten Rahmenbedingungen unterworfen. Die wichtigsten Vorgaben liefert hierbei das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das in regelmäßigen Abständen novelliert wird. Nachdem die Vorschläge der Bundesminister Altmaier und Rösler bezüglich einer Strompreisbremse von Seiten der Bundesländer abgelehnt wurden, hat sich aus Sicht des EEG im Jahr 2013 nichts geändert. Dies wird selbstverständlich nicht lange so bleiben. Schon jetzt laufen im Hintergrund Gespräche über eine Neugestaltung beziehungsweise Weiterentwicklung des EEG.

Aber auch ohne Änderungen beim EEG haben Gesetzesänderungen zu veränderten Rahmenbedingungen geführt. Neben den Folgen des neuen Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG) sind neue genehmigungsrechtliche Aspekte für Biogasanlagen von hoher Relevanz. Gleichzeitig ist absehbar, dass weitere Änderungen im Gesetzeswerk anstehen, die neue Herausforderungen für die Branche mit sich bringen werden.

2 Gülle im Anwendungsbereich des neuen Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG)

Am 1. Juni 2012 trat das Gesetz zur Neuordnung des Kreislaufwirtschafts- und Abfallrechts in Kraft. Mit Inkrafttreten des neuen KrWG werden tierische Nebenprodukte – und damit auch Gülle – die für die Verwendung in einer Biogasanlage vorgesehen sind, in den Anwendungsbereich des Abfallrechtes einbezogen. Entgegen vorherrschender Meinung wird die Gülle, die in Biogasanlagen vergoren wird, nicht automatisch Abfall! Der Bundesrat hat in einer Entschließung festgehalten, dass ein einheitlicher und praxisgerechter Vollzug sichergestellt werden soll, bei dem geklärt werden soll, ob die Gülle als Abfall eingestuft wird. Dieser sollte möglichst zeitnah durch das Bundesumweltministerium (BMU) und das Bundeslandwirtschaftsministerium (BMELV) gemeinsam mit den Ländern erarbeitet werden. Die Einstufung als Abfall ist von besonderer Bedeutung, da sich daraus abfall- und genehmigungsrechtliche Konsequenzen ergeben.

Obwohl das neue KrWG bereits seit 1. Juni 2012 gültig ist, wurden die Vollzugshinweise erst am 31. Januar 2013 durch die Ministerien an die Länder verschickt. Darin geht es um die Antwort auf die Frage, unter welchen Bedingungen die für den Einsatz in

einer Biogasanlage bestimmte Gülle als Nebenprodukt eingestuft werden kann und damit keine Abfalleigenschaft aufweist. Die Nebenprodukteigenschaft bedarf keiner expliziten behördlichen Feststellung, sondern der Erzeuger der Gülle hat zu prüfen und zu entscheiden, ob eine Nebenprodukteigenschaft vorliegt. Allerdings kann die zuständige Behörde diese Entscheidung prüfen. Folgende Kriterien sind dabei laut § 4 KrWG für eine Nebenprodukteigenschaft zu erfüllen:

- Es ist sichergestellt, dass die Gülle weiter verwendet wird.
- Eine weitere, über das normale Vorgehen hinausgehende Vorbehandlung ist nicht erforderlich.
- Die Gülle wird als integraler Bestandteil eines Herstellungsprozesses erzeugt.
- Die weitere Verwendung der Gülle ist rechtmäßig.

Im Wesentlichen gilt es für den Gülleerzeuger zu klären beziehungsweise sicherzustellen, dass die Verwendung der gesamten in einem Betrieb anfallenden Gülle in einer Biogasanlage und/oder die landbauliche Verwendung gesichert ist. Die Verwendung muss dabei

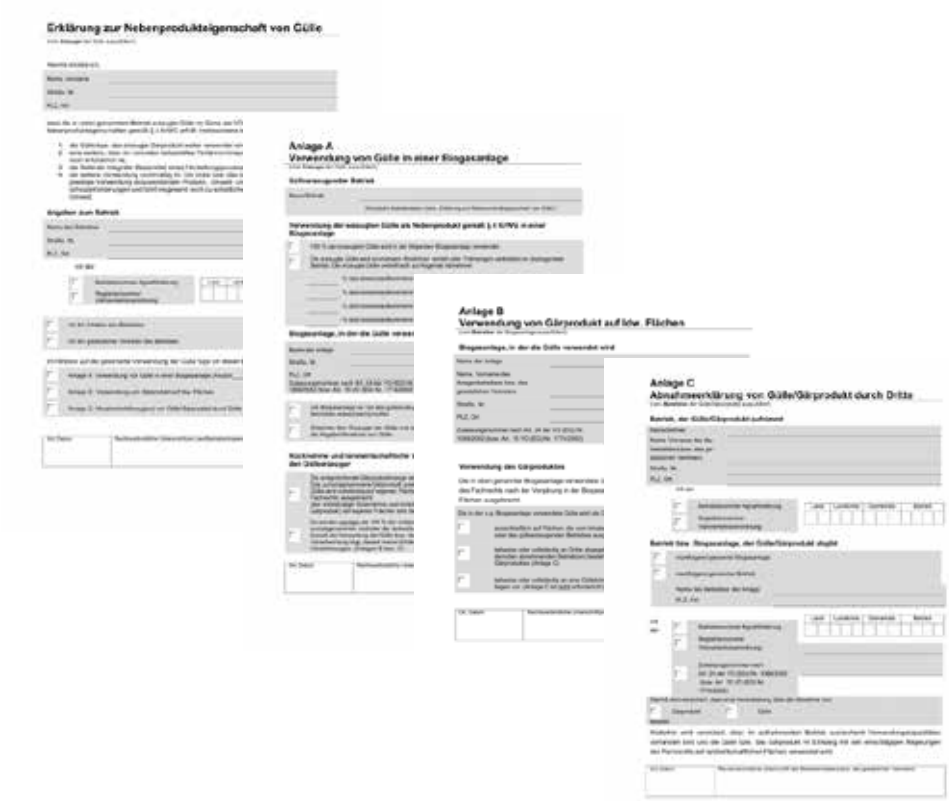


Abb. 1: Formulare zur Erklärung der Nebenprodukteigenschaft für in Biogasanlagen genutzte Gülle

unter Einhaltung des Fachrechts erfolgen und ist über Abnahmeverträge, Einsatzstofftagebücher und den Nachweis einer fachgerechten Ausbringung zu belegen.

Da die Behörde entsprechende Erklärungen vom Erzeuger der Gülle einfordern kann, hat der Fachverband Biogas e.V. Formulare (Abb. 1) erarbeitet, mit deren Hilfe Landwirte die Nebenprodukteigenschaft der Gülle erklären können.

3 Einordnung von Biogasanlagen hinsichtlich der Genehmigungsbedürftigkeit

Mit der „Verordnung zur Umsetzung der Richtlinie über Industrieemissionen“ ist am 2. Mai 2013 die geänderte Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (4. BImSchV) in Kraft getreten. Darin wird geregelt, ab welchem Schwellenwert eine Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) erforderlich ist. Erst im Vorjahr wurden die Schwellenwerte für Biogasanlagen neu definiert. In der seit 1. Juni 2012 geltenden Regelung waren Biogasanlagen einheitlich ab 1,2 Mio. Normkubikmeter (Nm^3) Rohbiogasproduktionskapazität genehmigungsbedürftig nach BImSchG. Dies wurde nun wieder zurückgenommen.

Unmittelbare Konsequenzen hat diese Änderung für nicht gefährliche Abfälle vergärende Biogasanlagen, die im Juni 2012 aus der Genehmigungsbedürftigkeit herausgefallen waren, weil zwar die Durchsatzleistung der Anlage 10 Tonnen je Tag erreicht oder überschreitet, aber die Rohbiogasproduktionskapazität unter 1,2 Mio. Nm^3 je Jahr liegt. Diese Anlagen sind nun wieder genehmigungsbedürftig nach BImSchG (ab 50 Tonnen Durchsatzkapazität an Einsatzstoffen je Tag im förmlichen Verfahren). Es bedarf daher – wegen des zwischenzeitlichen Wegfalls der Genehmigungsbedürftigkeit – einer Anzeige nach § 67 Abs. 2 BImSchG.

Mit der Einführung des neuen Tatbestands (Nummer 8.6.3) für Gülle vergärende Anlagen und der Erhöhung des Schwellenwertes (von 50 auf 100 Tonnen Durchsatzkapazität je Tag), ab dem ein förmliches Genehmigungsverfahren zu durchlaufen ist, hat der Fachverband Biogas e.V. eine Entschärfung der sog. „50-Tonnen-Problematik“ erreicht. Die Einbeziehung von Gülle in den Anwendungsbereich des Abfallrechts (Kap. 2) in Kombination mit der bisher geltenden Fassung der 4. BImSchV hatte dazu geführt, dass in einigen Ländern Gülle und Energiepflanzen vergärende Biogasanlagen mit einer Tagesdurchsatzleistung von 50 Tonnen oder mehr dem förmlichen Genehmigungsverfahren unterworfen wurden – teilweise ohne dass überhaupt die Rohbiogasproduktionskapazität von 1,2 Mio. Nm^3 je Jahr erreicht wurde. Für die aktuell geltende Fassung lassen sich drei grundlegende Fallbeispiele für die Praxis herausarbeiten:

Fall 1: Bei Anlagen, die ausschließlich Energiepflanzen vergären, bleibt die Produktionskapazität von 1,2 Mio. Nm^3 Rohbiogas die einzig relevante Schwelle. Bei Erreichen oder Überschreiten der Schwelle ist die Anlage genehmigungsbedürftig im vereinfachten Verfahren. Ein förmliches Verfahren ist nie erforderlich, unabhängig von der Menge an Einsatzstoffen (Abb. 2).

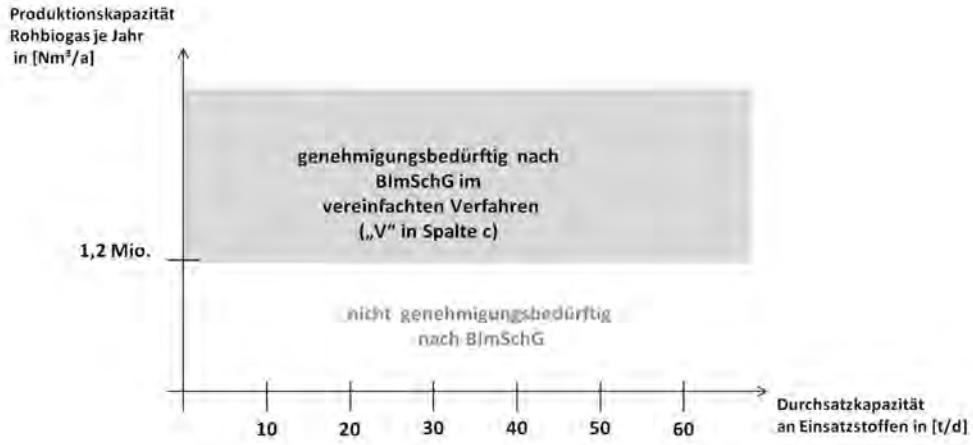


Abb. 2: Genehmigungsbedürftigkeit bei Biogasanlagen, die ausschließlich Energiepflanzen vergären

Fall 2: Bei Anlagen, die nicht gefährliche Abfälle (z.B. Abfälle aus der Biotonne, Speisereste, Altfette) auch in Mischung mit Energiepflanzen und/oder Gülle vergären, ist ausschließlich die Durchsatzkapazität an Einsatzstoffen relevant. Bei Erreichen oder

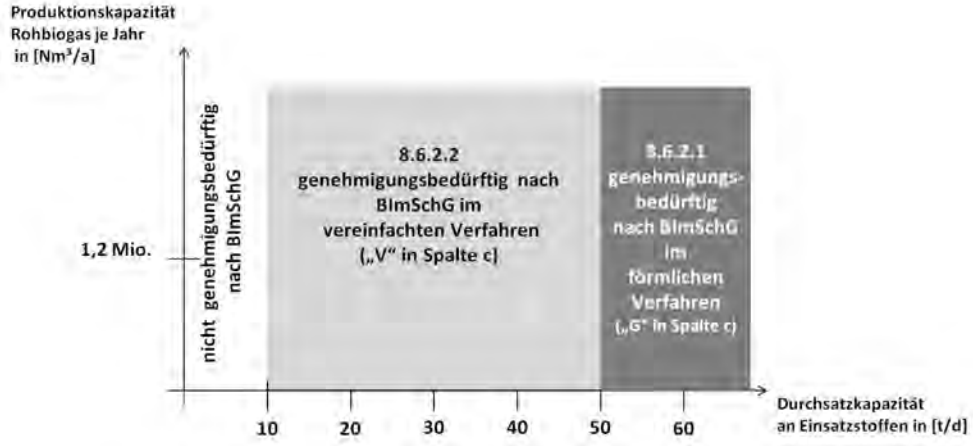


Abb. 3: Genehmigungsbedürftigkeit bei Biogasanlagen, die nicht gefährliche Abfälle (z.B. Biotonne, Speisereste, Altfette etc.) vergären

Überschreiten der 10-Tonnen-Schwelle ist die Anlage genehmigungsbedürftig im vereinfachten Verfahren. Bei Erreichen oder Überschreiten der 50-Tonnen-Schwelle ist ein förmliches Verfahren erforderlich (Abb. 3).

Fall 3: Bei Anlagen, die Gülle auch in Mischung mit Energiepflanzen vergären, ist bei einer Durchsatzkapazität von unter 100 Tonnen ausschließlich die Produktionskapazität von Rohbiogas relevant, d.h. ab einer Schwelle von 1,2 Mio. Nm^3 ist die Anlage im vereinfachten Verfahren genehmigungsbedürftig nach BImSchG. Erreicht oder übersteigt die Durchsatzkapazität 100 Tonnen je Tag ist ein förmliches Verfahren durchzuführen – unabhängig von der Produktionskapazität an Rohbiogas (Abb. 4).

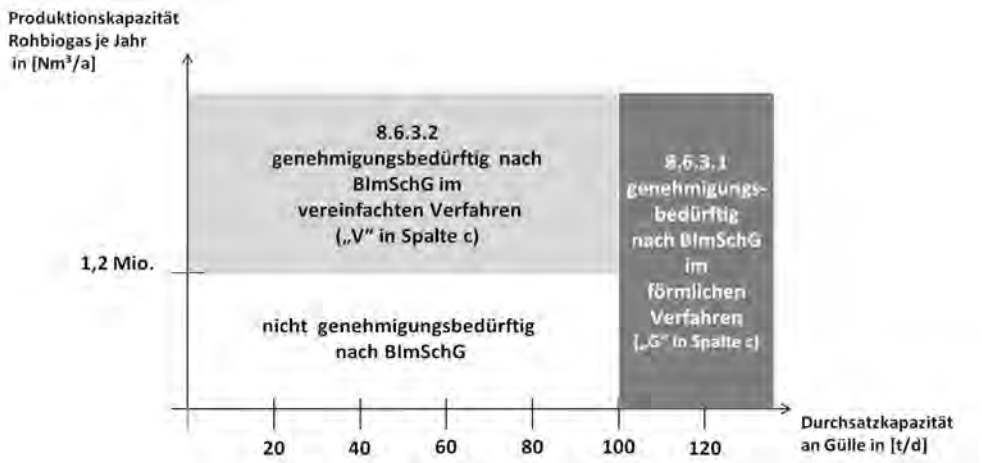


Abb. 4: Genehmigungsbedürftigkeit bei Biogasanlagen, die Gülle vergären

4 Änderungen des Baugesetzbuchs (BauGB)

Im Mai 2013 hat der Bundesrat den zweiten Teil der BauGB-Novelle verabschiedet. Die in der Novelle vorgenommene Änderung des Privilegierungstatbestands für Biogasanlagen kann als entscheidende Weichenstellung für die bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biogas gesehen werden.

Einzig relevante Schwelle für die privilegierte Errichtung einer Biogasanlage im Außenbereich ist nun die Rohbiogaserzeugungskapazität. Diese ist, wie zuvor auch, auf 2,3 Mio. Nm^3 begrenzt. Entscheidend war die Abschaffung der zweiten Grenze. Denn in der Vorgängerversion wurde nicht nur die Rohbiogasproduktionskapazität von Biogasanlagen im Außenbereich begrenzt, sondern auch die Feuerungswärmeleistung des Blockheizkraftwerkes (BHKW) einer Anlage war auf maximal zwei Megawatt (MW) beschränkt. Eine bedarfsorientierte Stromeinspeisung von zum Beispiel nur 10 Stunden

je Tag ließ die Regelung bei vielen bestehenden und auch neuen Biogasanlagen nicht zu. Denn dafür wären zusätzliche BHKW-Kapazitäten notwendig, die eine Verbrennung der gespeicherten Gasmenge in kürzeren Zeiträumen erlauben. In vielen Fällen wäre trotz gleichbleibender Gaserzeugung eine Privilegierung nicht mehr zulässig, da die Feuerungswärmeleistung den Schwellenwert überschritten hätte.

Dieses Hindernis konnte nun beseitigt werden, sodass eine bedarfsgerechte Stromerzeugung nicht durch die Privilegierung behindert wird.

5 Anstehende Veränderungen

Neben den in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Änderungen befinden sich zahlreiche Gesetze und Verordnungen in Überarbeitung, die die Voraussetzungen für Biogasanlagen zum Teil maßgeblich beeinflussen.

5.1 Novelle der Düngeverordnung (DüV)

Das Bundeslandwirtschaftsministerium arbeitet an einer Novelle der Düngeverordnung (DüV). Der im November 2012 veröffentlichte Abschlussbericht „Ergebnisse und Optionen zur Weiterentwicklung der Düngeverordnung“ der Bund-Länder-Arbeitsgruppe (BLAG) gibt bereits erste Hinweise, in welche Richtung die Änderungen gehen könnten. Im BLAG-Bericht sind umfassende Vorschläge aufgeführt, die neben der Landwirtschaft im Allgemeinen auch die Biogasbranche im Speziellen betreffen. Die wichtigsten Punkte aus Sicht der Biogaserzeugung sind:

- Für die Ausbringung von organischen Düngemitteln mit wesentlichen Gehalten an verfügbarem Stickstoff auf Ackerflächen wird vorgeschlagen, die Sperrfrist nach der Ernte der Hauptkultur beginnen zu lassen. Die einzigen Ausnahmen bilden Raps, Feldgras (kein Kleegras) und Zwischenfrüchte bei Aussaat bis zum 15. September.
- Aufgrund der diskutierten Ausweitung der Sperrfristen schlägt die BLAG eine Ausdehnung der Mindestlagerdauer auf 9 Monate vor.
- Die Obergrenze für die Ausbringung an organischem Stickstoff in Höhe von 170 Kilogramm Stickstoff je Hektar soll auf alle organischen Düngemittel ausgeweitet werden. Damit müssten auch die Nährstoffe aus den pflanzlichen Anteilen des Gärprodukts berücksichtigt werden.

Biogasanlagenbetreiber würden durch die vorgeschlagenen Änderungen vor umfangreiche Herausforderungen gestellt werden. Die Bundesratsinitiative der Bundesländer Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen im Frühjahr 2013, in der unabhängig von der großen Novelle der DüV eine Ausweitung der 170-Kilogramm-Grenze auf pflanzliche Düngemittel gefordert wird, zeigt die außerordentliche Bedeutung dieser Thematik.

5.2 Verordnung über Anlagen im Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV)

In den zurückliegenden Jahren wurde heftig über die Einführung einer Bundesverordnung zum anlagenbezogenen Gewässerschutz diskutiert. Die AwSV soll in Zukunft die unterschiedlichen Länderregelungen ablösen und somit für einen einheitlichen Vollzug sorgen. Die Verordnung sollte im Jahr 2013 fertiggestellt werden, was aber nicht mehr erreicht werden kann, sodass die Regelungen wahrscheinlich erst 2014 in Kraft treten werden.

Biogasanlagen sollen in der Verordnung erstmals als eigene Anlagenform aufgenommen werden. Diese sollen nach aktuellem Kenntnisstand unterteilt werden in:

- Anlagen, die ausschließlich Substrate landwirtschaftlicher Herkunft einsetzen und
- Anlagen, die auch andere Stoffe einsetzen.

Der ersten Gruppe (Einsatz ausschließlich landwirtschaftlicher Substrate) sollen Erleichterungen gewährt werden. So soll eine Leckageerkennung ausreichen, während Anlagen der zweiten Gruppe die Anforderungen der AwSV vollständig erfüllen müssen, also doppelwandig mit automatischer Leckanzeige ausgeführt sein.

Sicher ist, dass umfangreiche Anpassungsmaßnahmen auf die Biogasbranche zukommen, da die Verordnung einen Bestandsschutz nicht vorsieht. Allerdings werden die Modalitäten (Übergangsfristen, Ausnahmen) noch diskutiert.

6 Zusammenfassung und Fazit

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Biogasbranche einem ständigen Wandel hinsichtlich der Rahmenbedingungen unterworfen ist. In den meisten Fällen führen Veränderungen nicht zu Erleichterungen für den Anlagenbetreiber oder den Anlagenhersteller. Vielmehr steigen die Anforderungen an die Anlagen, was auch dazu führt, dass die Erzeugung von Biogasstrom keine so hohe Kostendegression aufweisen kann wie Wind- oder Photovoltaikanlagen.

Umso wichtiger wird es in Zukunft sein, die Rahmenbedingungen, insbesondere im EEG, so zu gestalten, dass Biogasanlagen einen wertvollen Beitrag im zukünftigen Energiesystem leisten. Unbestritten werden in naher Zukunft flexible Biogasanlagen gebraucht, um die Unsicherheiten, die steigende Wind- und Photovoltaikanteile im Strommix mit sich bringen, auszugleichen. Ein großer Vorteil der Biogasbranche ist dabei, dass sie im Gegensatz zu konventionellen Großkraftwerken in der Lage ist, zeitnah auf neue Bedürfnisse der Energiewirtschaft zu reagieren.

Deswegen sind voreilige und fachlich nicht zu Ende gedachte Vorschläge für eine Strompreisbremse kontraproduktiv, da sie zu einer starken Verunsicherung führen, die

Investitionen in unser zukünftiges Energiesystem verhindern und damit das in Deutschland vorhanden Know-how gefährden. In diesem Sinne müssen sowohl das EEG als auch die anderen Rahmenbedingungen zielführend fortgeführt werden, ohne die Branche vor unüberwindbare Hürden zu stellen.

Direktvermarktung – eine ökonomische Analyse für die Praxis

Ulrich keymer

1 Einleitung

Schon im EEG 2004 war die Direktvermarktung von Strom zulässig. Vereinzelt hatten Anlagenbetreiber die Möglichkeiten des Marktes genutzt und Strom aus Biomasse, in Spitzenzeiten mit Preisen oberhalb der EEG-Vergütung, direktvermarktet. Der EEG-Erfahrungsbericht 2007 hat dieses Verhalten als „Rosinenpicken“ gebrandmarkt, das „sich zu einem wesentlichen sozialen Akzeptanzhemmnis für das EEG entwickeln“ (EEG-Erfahrungsbericht 2007) könnte. Dem folgend hat der Gesetzgeber die Direktvermarktung im EEG 2009 faktisch unterbunden (BT-Drucksache 2008), obwohl er ihr einen eigenen Paragraphen gewidmet hatte. Die inhaltliche Umsetzung der im Wesentlichen vom Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) erarbeiteten Vorschläge, erfolgte mit dreijähriger Verzögerung im EEG 2012. Jetzt regeln 9 Paragrafen (§ 33a bis § 33i) und 2 Anlagen die Direktvermarktung umfassend. Fast alle direktvermarktenden Anlagen wählen das Marktprämienmodell (MPM). Deshalb soll dieser Beitrag die ökonomischen Facetten dieses MPM schlaglichtartig beleuchten und analysieren.

2 Teilnahme an der Direktvermarktung nach dem MPM

Die einfachste Variante der Direktvermarktung ist die bloße Teilnahme. Der finanzielle Zusatzaufwand ist für den Betreiber überschaubar. Investitionen in die Anlagentechnik sind in der Regel nicht erforderlich. Die Kosten der juristischen Prüfung eines Vertrags liegen je nach Zeitaufwand in einer Größenordnung von 700 bis ca. 1.500 €. Honorare für die Unterstützung bei Vertragsverhandlungen werden in der Regel auf Stundenbasis abgerechnet. Je nach Art der Angebotsbündelung sind Eintrittsgelder (z. B. 2.000 € je Biogasanlage) und Aufwendungen für die Zeichnung von Genossenschaftsanteilen (z. B. 6 € je kW installierter elektrischer Leistung) einzuplanen. Auf der Vergütungsseite wird es etwas komplizierter. Der Netzbetreiber bezahlt dem Anlagenbetreiber eine Marktprämie. Der Vermarkter oder Stromhändler bezahlt mindestens den vereinbarten Strompreis. Gelingt es dem Stromhändler, durch geschicktes Agieren am Markt Preise zu erzielen, die über dem Monatsmittelwert der Stundenkontrakte liegen, werden die Mehrerlöse in der Regel zwischen Stromhändler und Anlagenbetreiber aufgeteilt. Unabhängig davon erhält der Stromhändler für seine Dienstleistungen ein Entgelt. Häufig ist vertraglich verein-

bart, dass er rund die Hälfte der Managementprämie bekommt. Bleibt dem Anlagenbetreiber beispielsweise die halbe Managementprämie, betragen die Mehrerlöse für das Jahr 2013 rund 0,137 ct/kWh$_{el}$. 2014 sinkt der Betrag auf 0,125 ct/kWh$_{el}$ und ab 2015 liegt der Zusatzerlös bei 0,112 ct/kWh$_{el}$. Auch wenn die Zusatzerlöse aus der Managementprämie auf den ersten Blick gering erscheinen, so bekommt eine Anlage mit 500 kW$_{el}$ mit einer direktvermarkteten Strommenge von 4 Mio. kWh im Jahr 2014 immerhin 5.000 €. Bis 2015 sinkt dieser Betrag auf rund 4.500 €/a. Nota bene: Es ist jederzeit möglich, die Managementprämie auf dem Verordnungsweg zu ändern.

Erweist sich eine Anlage als zuverlässiger Stromerzeuger, kann der Stromhändler am Terminmarkt eventuell den Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt im Jahresdurchschnitt um 1,0–1,5 €/MWh übertreffen – sehr viel mehr wird bei einer Anlage mit mehr als 8 000 Vollbenutzungsstunden nicht möglich sein. Ist vertraglich vereinbart, dass der Betreiber beispielsweise 60 % dieser Mehrerlöse erhält, kommen nochmals 2.400–3.600 € zusammen. Insgesamt sind also für eine 500-KW-Anlage Mehrerlöse in Höhe von 7.000–9.000 €/a erreichbar. Wie viel von den Mehrerlösen unter dem Strich übrig bleibt, ist nur schwer allgemein zu quantifizieren. Wer bereits nach einem Jahr den Vertragspartner wechselt, muss die Kosten der Vertragsgestaltung und eventuelle Eintrittsgelder auf ein Jahr abschreiben. Unterstellt man eine mehrjährige Zusammenarbeit fallen diese Kosten kaum ins Gewicht.

3 Bereitstellung von Regelleistung

Regelleistung dient ausschließlich dazu, ein kurzfristiges Ungleichgewicht zwischen Stromangebot und -nachfrage auszugleichen. In Abhängigkeit von der jeweiligen Netzsituation benötigen die 4 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entweder positive oder negative Regelenergie, um die Frequenz im Stromnetz stabil zu halten. Je nach Aktivierungsgeschwindigkeit (Rampendauer) sind Primärregel(PRL)-, Sekundärregel(SRL)- sowie die Minutenreserveleistung (MRL) zu unterscheiden. Die ÜNB beschaffen die erforderliche Regelleistung über Ausschreibungen auf ihrer gemeinsamen Internetplattform www.regelleistung.net. Ein Regelleistungs-Marktgebot besteht aus der angebotenen Leistung [MW] sowie dem geforderten Leistungspreis [€/MW] und dem Arbeitspreis [€/MWh]. Die Angebote mit den günstigsten Leistungspreisen erhalten den Zuschlag. Für die Bereitstellung der angebotenen Regelleistung bezahlt der ÜNB den im Angebot geforderten Leistungspreis. Muss die bereitgestellte Regelleistung abgerufen werden, kommen zuerst die bezuschlagten Angebote mit den niedrigsten Arbeitspreisen zum Zug. Die Anbieter erhalten dann zusätzlich den geforderten Arbeitspreis. Bei negativer Regelenergie be-

zahlt der ÜBN den Arbeitspreis für nicht produzierten Strom. Biogasanlagen erhalten aber für die Aufrufdauer keine Marktprämie.

Stromhändler, die sich an den Ausschreibungen beteiligen wollen, müssen sich präqualifiziert haben. Eine aktuelle Liste aller präqualifizierten Anbieter steht auf der gemeinsamen Internetplattform der ÜNB. Danach haben bisher nur wenige Anbieter, die mit Biogasanlagenbetreibern oder Biogasanlagenpools zusammenarbeiten, die SRL-Präqualifikationskriterien erfüllt. PRL dürfte für Biogasanlagen wegen der kurzen Aktivierungszeit (< 30 s), der häufigen Aufrufe und der sehr anspruchsvollen Präqualifikation bis auf Weiteres keine Option sein. Was Biogasanlagen relativ problemlos können, ist negative SRL oder MRL bereitstellen. Stehen ungenutzte oder nur sporadisch genutzte BHKW-Kapazitäten zur Verfügung, wäre es theoretisch auch möglich, zusätzlich positive SRL oder MRL anzubieten. Die wesentlichen Merkmale der SRL und MRL sind in Tabelle 1 zusammengestellt.

Tab. 1: Wesentliche Merkmale der SRL und MRL

	Positive und negative SRL	Positive und negative MRL
Rampendauer	< 5 min	< 15 min
Regelleistungs-Marktgebot bestehend aus		
Mindestangebotsgröße	5 MW	
Separate Angebote für	**Hauptzeit (HT)** Montag bis Freitag von 8:00 bis-20:00 Uhr), **Nebenzeit (NT)** 0:00 bis 8:00 und 20:00 bis 24:00 sowie Sa./So. und bundesweiten Feiertage von 0:00 bis 24:00	**Zeitscheiben je Tag von** 0:00 bis 4:00 4:01 bis 8:00 8:01 bis 12:00 12:01 bis 16:00 16:01 bis 20:00 20:01 bis 24:00
Ausschreibungszeitpunkt	in der Regel mittwochs für die Folgewoche	werktäglich für den Folgetag (Sa., So. Feiertage am Werktag zuvor)
Erbringungszeitraum	Woche	Tag
Vergütung	Leistungs-/Arbeitspreis	Leistungs-/Arbeitspreis
Anforderung an Vermarkter und Anlagen	SRL-Präqualifikation	MRL-Präqualifikation
Aufrufe neg. Regelleistung	2–5 je Tag (Schätzung)	2–3 je Monat (Schätzung)
Dauer der Aufrufe ca.	5–15 min	15–240 min

3.1 Negative SRL oder MRL

Die zusätzlichen technischen Anforderungen an die Biogasanlage sind nicht allzu hoch. Die BHKW müssen in der Lage sein, ihre Leistung innerhalb der geforderten Rampendauer um die angebotene Regelleistung zu reduzieren, die reduzierte Leistung über die Aufrufdauer zu halten und danach innerhalb des geforderten Zeitraums wieder auf die Ausgangsleistung hochzufahren (Abb. 1). Der neuralgische Punkt bei der Bereitstellung

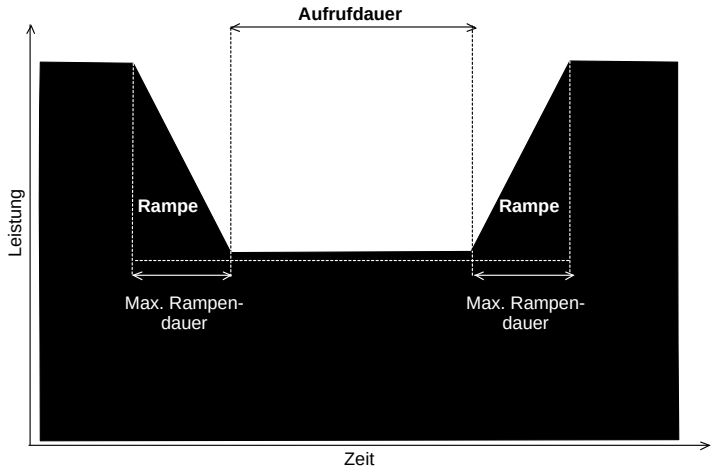


Abb. 1: Ablaufschema eines Aufrufs

negativer SRL oder MRL ist das Gaslager. Ob das Gasspeichervolumen auch im Falle der Abregelung bzw. Abschaltung des BHKW ausreicht, das in dieser Zeit erzeugte Gas zwischen zu speichern, hängt wesentlich von der Vermarktungsstrategie ab. Vereinbart der Anlagenbetreiber mit dem Vermarkter, dass er für die angebotene Leistung einen hohen Arbeitspreis fordern soll, ist die „Gefahr" häufiger Aufrufe relativ gering (Tab. 1). Dementsprechend sollte das vorhandene Gasspeichervolumen in vielen Fällen ausreichen, die Aufrufdauer der Regelleistung zu überbrücken. Jede Anlage braucht eine Gasfackel bzw. zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas. Mehrkosten, die der Vermarktung von Regelleistung zuzuschreiben sind, entstehen dadurch nicht. Das EEG 2012 schreibt diese Verbrauchseinrichtung für alle Biogasanlagen spätestens ab 1. Januar 2014 verpflichtend vor. Unabdingbar ist auch eine elektronische Schnittstelle, die mit der Anlagensteuerung kommunizieren kann und es dem Vermarkter ermöglicht, das BHKW fernzusteuern. Die Anschaffungskosten liegen in einer Größenordnung von rund 2.500–5.000 € einschließlich Installation. Jede Anlage muss nachweisen, dass sie technisch in der Lage ist, jederzeit die angebotene Regelleistung zu erbringen (Präqualifikation). Anlagen mit guten Wärmekonzepten sollten prüfen, ob während der Heizperiode die Teilnahme am Regelleistungsmarkt möglich und sinnvoll ist. Vor allem negative MRL kann über einen längeren Zeitraum abgerufen werden (Tab. 1). Auch bei verringerter Motorleistung oder Motorstillstand sind Wärmelieferverpflichtungen einzuhalten und die Fermenter mit ausreichend Prozesswärme zu versorgen. Es ist zu empfehlen, zusammen mit dem Stromvermarkter „passgenaue" Strategien zu entwickeln.

Der Start-Stopp-Betrieb eignet sich wegen der geringen Aufrufhäufigkeit und der längeren Aufrufphasen eher für negative MRL. Wer negative SRL anbieten möchte, wird aufgrund der relativ kurzen Aufrufzeiten eher zum Teillastbetrieb tendieren. Ein kurzzei-

tiger Teillastbetrieb bis auf ca. 50 % der Nennleistung ist in der Regel realisierbar bzw. unkritisch. Trotzdem, negative Auswirkungen werden sich nicht ganz vermeiden lassen. Zwar steigt im Teillastbetrieb der thermische Wirkungsgrad geringfügig an, der elektrische Wirkungsgrad fällt jedoch bei 50 % Teillast um über 3 Prozentpunkte ab (Aschmann 2013). Hinzu kommt ein deutlicher Anstieg der motorischen Emissionen. Die Erlöspotenziale, die sich aus der Teilnahme am Regelleistungsmarkt ergeben, sind interessant (Tab. 2). Allerdings beansprucht der Vermarkter je nach Vereinbarung ca. 40 % des Leistungspreises für seine Dienstleistung. Die durchschnittlichen Leistungspreise für MRL sind auf Basis der Ausschreibungsergebnisse für die 6 Zeitscheiben je Tag berechnet (Tab. 1); d. h. die Preise lassen sich nur realisieren, wenn auch in allen Zeitscheiben eines Tages Reserveleistung angeboten wird. Die Leistungspreise für Sekundärregelleistung basieren auf den Wochenausschreibungen für HT und NT (Tab. 1) und wurden auf die Kalendertage des Monats umgerechnet.

Die im Durchschnitt geforderten Arbeitspreise für MRL reichen in der Regel aus, den Ausfall der EEG-Vergütung einschließlich Managementprämie im Falle eines Aufrufs zu kompensieren (Tab. 3).

Tab. 2: Durchschnittliche Leistungspreise (L-Preis) und Arbeitspreise (A-Preis) für die Bereitstellung negativer Regelleistung

2012	Negative MRL		Negative SRL			
	∅ L-Preis ct/kW · d^{-1}	∅ A-Preis ct/kWh	∅ L-Preis HT ct/kW · d^{-1}	∅ A-Preis HT ct/kWh	∅ L-Preis NT ct/kW · d^{-1}	∅ A-Preis NT ct/kWh
Januar	6,86	20,50	10,32	3,13	20,27	3,77
Februar	5,87	19,39	8,21	1,91	18,30	3,30
März	2,12	25,17	6,75	6,68	11,25	6,15
April	4,81	24,65	6,62	6,54	14,84	6,26
Mai	13,74	21,30	6,87	7,64	22,64	6,15
Juni	7,36	22,80	6,41	7,96	26,61	7,49
Juli	10,30	22,53	5,58	7,53	25,60	5,97
August	8,78	29,05	3,45	8,20	26,92	4,63
September	8,83	35,24	8,43	6,56	24,59	5,12
Oktober	7,18	31,46	12,38	7,71	20,98	7,01
November	6,08	27,51	10,97	7,58	16,38	6,92
Dezember	5,63	35,13	7,63	4,07	20,60	6,90

Preise nach Leistung gewichtet; nur Zahlungsrichtung „NETZ_AN_ANBIETER".

Ist es möglich, die Verstromung des Biogases zu einem späteren Zeitpunkt nachzuholen – dies kann man bei den kurzen Aufrufzeiten für SRL unterstellen –, müsste der Arbeitspreis lediglich den erhöhten Substratverbrauch aufgrund des geringeren Nutzungsgrades im Teillastbetrieb ausgleichen. In der Beispielberechnung liegt der Substratmehrverbrauch aufgrund des deutlich schlechteren Nutzungsgrades bei knapp 0,10 t FM/h.

Daraus ergeben sich unter den Modellannahmen Mehrkosten in Höhe von rund 3,93 €, die schon bei einem Arbeitspreis von 1,57 ct/kWh ausgeglichen wären. Unterstellt man, dass der Arbeitspreis den entgangenen Nutzen abdeckt, lässt sich anhand von Tabelle 2 sehr einfach das zusätzliche Erlöspotenzial abschätzen. Angenommen der Betreiber einer 500-kW_{el}-Anlage entschließt sich 500 kW MRL (Start-Stopp-Betrieb) anzubieten. Er hat ein gutes Wärmekonzept für seine Anlage und befürchtet in der Heizperiode seine Lieferverpflichtung eventuell nicht einhalten zu können, deshalb möchte er nur in den Monaten Mai bis Oktober am Regelenergiemarkt teilnehmen. Um ausreichend Zeit für Wartungsarbeiten zu haben und sich nicht zum Sklaven seiner Anlage zu machen, will er in den jeweiligen Monaten nur an 26 Tagen rund um die Uhr MRL anbieten. Anhand der Leistungspreise aus dem Jahr 2012 lässt sich ermitteln, dass bei dieser Fahrweise, die selbstverständlich mit dem Vermarkter abgestimmt sein muss, Zusatzerlöse in Höhe von rund 7.300 € zu erwarten sind. Davon bekommt der Vermarkter einen Anteil von beispielsweise 35 %, sodass dem Anlagenbetreiber rund 4.700 € bleiben. Hinzu kommen die Erlöse aus der Teilnahme an der Direktvermarktung in Höhe von ca. 7.000–9.000 €/a (Kap. 2).

Tab. 3: Mindestarbeitspreis zur Kompensation des Ausfalls der EEG-Vergütung und erhöhter Substratverbräuche (vereinfachte Modellrechnung)

Bezeichnung	Einheit	Normalbetrieb	Reduziert	
Nennleistung	%	100	50	0
Erzeugungsleistung	kW_{el}	500	250	0
Aufrufdauer	min	60		
Stromerzeugung	kWh_{el}	500	250	0
Nutzungsgrad el.	%	38	33	0
Bruttoenergiebedarf	kWh_{bto}	1.316	758	0
Substratbedarf	t FM	1,30	0,75	0,00
Substratkosten	€	51,90	29,88	0,00
Vergütungssatz EEG	ct/kWh_{el}	22,00		
Vergütung	€	110,00	55,00	0,00
Substratkostenfreier Erlös	€	58,10	25,12	0,00
Mindererlös	€	---	32,98	58,10
Mindestarbeitspreis	**ct/kWh_{el}**		**13,19**	**11,62**

Annahmen: Substratkosten frei Eintrag: 40 €/t FM; Methangehalt: 52 %; ∅ Gasausbeute: 195 Nm^3/t FM; H_i: 10 kWh/Nm^3 CH_4.

Insgesamt rechnet der Anlagenbetreiber mit Mehrerlösen von rund 12.000 €. Demgegenüber stehen Zusatzkosten: Reicht der Gasspeicher und ist das BHKW für den Start-Stopp-Betrieb geeignet, fallen schätzungsweise rund 10.000 € Investitionskosten an. Rund 1.500 € sind für juristische Dienstleistungen angenommen. Der Kauf und die Installation der elektronischen Schnittstelle zur Anlagensteuerung soll 4.000 € betragen,

und 4.500 € sind als sonstige Kosten angesetzt. Die Jahreskosten belaufen sich auf ca. 5.300 €, falls die Geschäftsbeziehung mit einem Stromvermarkter nur 2 Jahre hält. Ob die gesamte Investition nach 2 Jahren bei einem Wechsel des Vermarkters verloren ist, lässt sich nicht mit Sicherheit sagen. Trotz dieser eher vorsichtigen Annahmen bleiben unter dem Strich rund 7.000 € übrig. Bereits nach weniger als einem Jahr haben sich die Investitionen amortisiert. Würde die Anlage Sekundärreserve in den Nebenzeiten an insgesamt 183 Tagen von Mai bis Oktober anbieten, könnte die Anlage ihre Erlöse nochmals um ca. 2.600 €/a steigern, ohne weitere Investitionen tätigen zu müssen.

3.2 Positive SRL oder MRL

Während bei der negativen Regelleistung meist die defensive Strategie – „Mitmachen, aber mit hohen Arbeitspreisen möglichst wenige Aufrufe provozieren" – zur Anwendung kommt, dreht sich das bei positiver Regelleistung um. Die Leistungspreise bieten bisher keinen ausreichenden Anreiz (Tab. 4). Nur über den Arbeitspreis lassen sich relevante Erlöse erwirtschaften. Die Bereitstellung von positiver Regelleistung spielt bisher für landwirtschaftliche Biogasanlagen keine praxisrelevante Rolle. Erst im Zusammenhang der bedarfsgerechten Stromerzeugung könnte sie an Bedeutung gewinnen.

Tab. 4: Durchschnittliche Leistungspreise (L-Preis) und Arbeitspreise (A-Preis) für die Bereitstellung positiver Regelleistung

2012	Positive MRL		Positive SRL			
	∅ L-Preis ct/kW · d^{-1}	∅ A-Preis ct/kWh	∅ L-Preis HT ct/kW · d^{-1}	∅ A-Preis HT ct/kWh	∅ L-Preis NT ct/kW · d^{-1}	∅ A-Preis NT ct/kWh
Januar	0,00	23,34	1,28	17,97	7,55	20,42
Februar	1,15	34,17	1,52	22,49	3,14	25,47
März	0,00	16,59	0,66	17,97	1,25	19,38
April	0,00	14,42	1,31	17,71	5,07	18,45
Mai	0,00	12,48	1,17	18,90	4,58	19,28
Juni	0,00	16,85	1,97	13,74	5,50	16,45
Juli	0,08	24,83	1,78	18,53	5,32	19,05
August	3,26	39,93	1,62	19,27	5,58	18,62
September	1,34	38,17	1,49	18,47	5,03	19,70
Oktober	7,46	43,74	2,39	20,34	5,13	21,48
November	2,13	44,12	2,34	22,57	3,90	22,44
Dezember	2,11	40,15	0,68	16,39	1,39	16,92

Preise nach Leistung gewichtet; nur Zahlungsrichtung „NETZ_AN_ANBIETER".

4 Bedarfsgerechte Stromerzeugung

Die Anpassung der Stromerzeugung an wechselnde Lastanforderungen kann theoretisch auf mehreren Wegen erfolgen. Die Biogaserzeugung lässt sich in gewissen Grenzen über intermittierende Beschickungsintervalle oder selektive Beschickung modulieren. Eine weitere Option ist ein saisonaler Betrieb der Fermenter. Am einfachsten ist es, weiterhin Gas kontinuierlich zu erzeugen und zwischenzuspeichern. Die bedarfsgerechte Stromproduktion zwingt in jedem Fall zu erheblichen technischen Anpassungen. Das Gaslager muss in der Regel deutlich erweitert werden. Die Bereitstellung zusätzlicher elektrischer Leistung verursacht erhebliche Kosten. Zu prüfen ist, ob die Querschnitte der Gasleitungen ausreichend dimensioniert sind, ob Kondensatabscheider und Gasverdichter für den höheren Durchsatz geeignet sind. Bei mehr als einem Start je Tag ist es empfehlenswert, den Motor und das Öl warm zu halten. Steigt die Anlagenleistung, wird meist der Austausch des Transformators unumgänglich sein. Vor allem Anlagen mit guten Wärmekonzepten werden nicht umhin können, einen Wärmepufferspeicher zu installieren, der bei abgeregeltem oder ausgeschaltetem BHKW die Wärmeversorgung sicherstellt. Es sind also ganz erhebliche Investitionen erforderlich (Tab. 5).

Der Gesetzgeber fördert deshalb einerseits den Einstieg in bedarfsgerechte Stromerzeugung über die sogenannte Flexibilitätsprämie. Andererseits lässt er den Betreiber, mit der beharrlichen Weigerung den Anlagenbegriff klarzustellen, über die Vergütung im Unklaren. Soll beispielsweise für die bedarfsgerechte Stromerzeugung ein zusätzliches, neues BHKW installiert oder ein vorhandenes BHKW gegen ein leistungsstärkeres neues BHKW ausgetauscht werden, könnte das neue BHKW den ursprünglichen Vergütungsanspruch verlieren und als neu in Betrieb genommen gelten. Die Folgen wären für Biogasanlagen existenzgefährdend, die bisher Anspruch auf mehrere Boni nach dem EEG 2009 haben.

Die Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierung einer Biogasanlage basieren u.a. auf den folgenden Annahmen:

- Die Installation von Zusatzleistung führt zu keiner Veränderung des Inbetriebnahmezeitpunktes der Anlage und beeinflusst die Vergütungen nicht.
- Neben der Flexibilitätsprämie sind keine weiteren Erlöse aus der Direktvermarktung berücksichtigt.
- Die Biogaserzeugung bleibt konstant; d. h. die für die Verstromung verfügbare Bruttoenergie ändert sich nicht.
- Eine Steigerung der Stromerzeugung beruht ausschließlich auf einem verbesserten elektrischen Nutzungsgrad leistungsstärkerer BHKW.
- Das vorhandene BHKW (IST) hat das Ende der Nutzungsdauer erreicht und muss ausgetauscht werden. Der Anlagenbetreiber hat im Rahmen der Flexibilisierung sei-

Tab. 5: Musterkalkulation – Umrüstung einer 500-kW_{el}-Anlage auf Intervallbetrieb mit 8 Vbh/d

	Einheit	IST	ZIEL I		ZIEL II
Installierte Leistung	kW_{el}	500	500	881	1 388
Vollbenutzungsstunden	Vbh/d	21,9	8,0	8,0	8,0
∅ Nutzungsgrad effektiv	%	38,0	38,0	38,5	38,5
∅ Leistungsaufnahme Motorheizung	kW_{el}	--	--	3,5	4,0
Heizwert (H_i)	kWh_{bto}	10 526 316	3 842 105	6 684 211	10 526 316
Stromerzeugung	kWh_{el}	4 000 000	1 460 000	2 573 421	4 052 632
Leitungsverluste	kWh_{el}	40 000	14 600	25 734	40 526
Eigenstrombedarf der Anlage insg.	kWh_{el}	320 000	116 800	225 036	341 900
davon aus eigener Stromerzeugung	kWh_{el}	320 000	109 555	64 336	173 333
Stromeinspeisung	kWh_{el}	3 640 000	1 335 845	2 483 351	3 838 772
Flexprämie auf Restlaufzeit verteilt	€/a	--	--	76.942	77.309
Erlöse Stromverkauf (17 ct/kWh_{el})	€/a	--	--	30.463	33.791
Mehreinnahmen	**€/a**	**--**	**--**	**107.406**	**111.100**
BHKW					
Anschaffungskosten Motorheizung	€	--	--	5.000	10.000
Anschaffungskosten BHKW nach ASUE 2011	€	280.000	280.000	364.000	449.000
	€/kW_{el}	560	560	413	324
Zusätzliche Anschaffungskosten	€	--	--	369.000	179.000
Nutzungsdauer BHKW, Heizung	Vbh	60.000	36.000	36.000	36.000
Festkosten BHKW [1), 3), 4)]	€/a	45.080	33.413	44.034	54.774
Zusätzliche Festkosten BHKW	€/a	--	--	32.367	9.694
Instandhaltung nach ASUE 2011	Ct/kWh_{el}	0,87	0,87	0,67	0,54
Instandhaltungskosten	€/a	34.931	12.750	17.138	21.720
Stromkosten (21 ct/kWh_{el})	€/a	--	1.521	33.747	35.399
Betriebskosten	€/a	34.931	14.271	50.885	57.119
Zusätzliche Betriebskosten	€/a	--	--	30.225	22.188
Steuereinrichtung					
Anschaffungskosten	€	--	4.000	4.000	4.000
Zusätzliche Kosten [1), 3), 5)]	€/a	--	--	1.067	533
Verstärkung Trafo, Leitungen, ...					
Verstärkung Trafo, Leitungen, ...	€/kW_{el}	--	--	120	120
Anschaffungskosten	€	--	--	105.800	112.126
Zusätzliche Kosten [2), 3)]	€/a	--	--	11.991	12.708
Evtl. notwendige Erweiterung Gaszuleitung, MSR Gasspeicher					
Gasleitung (A): 25 €/kW_{el}	€	--	--	34.533	34.697
MSR ext. Gasspeicher-Pauschale	€	--	--	3.000	3.000
Zusätzliche Kosten [2), 3), 5), 6)]	€	--	--	5.094	5.116
Sonstige Anpassungen					
Gaskühlstrecke, ... (A): 60 €/kW_{el})	€	--	--	52.879	53.273
Notkühler (A)	€	--	--	15.696	15.720
Zusätzliche Kosten [2), 3), 7), 5)]	€/a	--	--	8.615	8.666

Fortsetzung und Fußnoten nächste Seite

	Einheit	IST	ZIEL I		ZIEL II
Evtl. notwendige Erweiterung Maschinenhaus					
Zusätzlicher Stellflächenbedarf	m^2	--	--	195	139
Anschaffungskosten: 200 €/m^2	€	--	--	38.958	27.702
Zusätzliche Kosten [2), 3), 4), 7)]	€/a	--	--	5.039	3.583
Planung					
Planung Erweiterung und sonstiges	€	--	--	39.000	39.000
Planung Sicherheitstechnik	€	--	--	5.000	5.000
Zusätzliche Kosten [2), 3)]	€/a	--	--	4.987	4.987
Genehmigungen, Gutachten					
Umweltgutachten	€	--	--	3.000	3.000
Genehmigungen	€	--	--	8.317	8.317
Zusätzliche Kosten [2), 3)]	€/a	--	--	1.283	1.283
Summe Kosten (ohne GS und WS)	€/a	--	--	100.666	68.758
Saldo Erlös–Kosten (ohne GS und WS)	€/a	--	--	**6.739**	**42.342**
	€/kWh_{el}	--	--	**0,18**	**1,10**
Externes Gaslager					
Biogaserzeugung	Nm^3/h	--	--	227	227
Speicherdauer mindestens	h/d	--	--	16	16
Biogasspeicher (Faktor 1,4)	m^3	--	--	5096	5 096
Vorhandenes Gasspeichervolumen	m^3	--	--	750	750
Notw. Speichervolumen	m^3/d	--	--	4 345	4 345
Anschaffungskosten	€	--	--	133.000	133.000
Zusätzliche Kosten Gaslager [2), 3), 6)]	€/a	--	--	21.723	21.723
Pufferspeicher für 50 % der Wärmeerzeugung IST (4 547 368 kWh/a); Wirkungsgrad 80 %					
Pufferspeicher	m^3	--	--	112	112
Anschaffungskosten	€	--	--	81.000	81.000
Zusätzliche Kosten [2), 3), 5), 4), 8)]	€/a	--	--	8.532	8.532
Summe Kosten	€/a	--	--	**130.922**	**99.013**
Saldo Erlös-Kosten	€/a	--	--	**-23.516**	**12.087**
	€/kWh_{el}	--	--	**– 0,62**	**0,31**

[1)] Nutzungsdauer BHKW (AFA 12,5 %).
[2)] Nutzungsdauer = Restlaufzeit EEG (AFA 8,33%).
[3)] Zinsansatz (6 % v. A/2).
[4)] Versicherung (0,60 % v. A.).
[5)] Instandhaltung (2 % v. A.).
[6)] Instandhaltung und Betriebskosten (5 % v. A.).
[7)] Instandhaltung (1 % v. A.).
[8)] BAFA-Zuschuss berücksichtigt.

ner Anlage die Möglichkeit, das vorhandene BHKW zu ersetzen und ein zusätzliches BHKW zu installieren (ZIEL I) oder gegen ein leistungsstärkeres neues BHKW auszutauschen (ZIEL II).

- Die Restlaufzeit der EEG-Vergütung beträgt 12 Jahre. Alle Anschaffungen werden auf die Restlaufzeit abgeschrieben, soweit keine kürzeren Abschreibungsperioden angegeben sind.

- Unterschreitet die tägliche Nutzungsdauer 14 Vollbenutzungsstunden (Vbh), verkürzt sich die Nutzungsdauer der Gas-Otto-BHKW von 60 000 Vbh auf 36 000 Vbh. Damit soll dem eventuell höheren Verschleiß durch den häufigeren Start-Stopp-Betrieb Rechnung getragen werden.
- Als Gasspeicher dient ein externer Kugelgasspeicher, der das in den Stillstandszeiten der BHKW erzeugte Biogas aufnimmt. Das vorhandene Gaslager ist mit 1,5 m^3/kWh_{el} (IST) angerechnet.
- Das Wärmepufferspeichervolumen wurde für 30, 50 und 70 % der erzeugten Wärme (IST) berechnet mit einer Temperaturspreizung von 40 °C.

Alle weiteren Kalkulationsannahmen sind der Tabelle 5 zu entnehmen.

Nun zu den Ergebnissen: Wenig überraschend sind die deutlich höheren Anschaffungskosten, wenn zur Flexibilisierung der Biogasanlage 2 neue BHKW beschafft werden. Grund dafür sind die deutlich höheren spezifischen Anschaffungskosten kleinerer Aggregate, die sich aus den spezifischen Richtpreisen der ASUE (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. 2011) ergeben. In die kleine Anlage mit einer installierten Leistung von 100 kW_{el} im Dauerbetrieb (7 800 Vbh/a) muss je nach Umfang der Flexibilisierung im Mittel zwischen 277.000 € und 377.000 € investiert werden, wenn sie auf eine Zwei-Motor-Strategie setzt. Würde hingegen das abgeschriebene Aggregat durch ein leistungsstarkes BHKW ersetzt, sinken unter den Modellannahmen die Anschaffungskosten um durchschnittlich 76.000–86.000 € (Abb. 2). Die 500 kW-Anlage könnte zwischen 162.000 € und 193.000 € einsparen (Abb. 3). Mehrerlöse gegenüber dem Dauerbetrieb ergeben sich zum einen aus der Flexibilitätsprämie, die im Kalkulationsbeispiel mit 3 % abgezinst und dann auf die Restlaufzeit der EEG-Vergütung (12 Jahre) verteilt werden. Zum anderen sind Zusatzerlöse aus dem Stromverkauf angesetzt, falls deutlich leistungsstärkere BHKW zum Einsatz kommen. Mit zunehmender

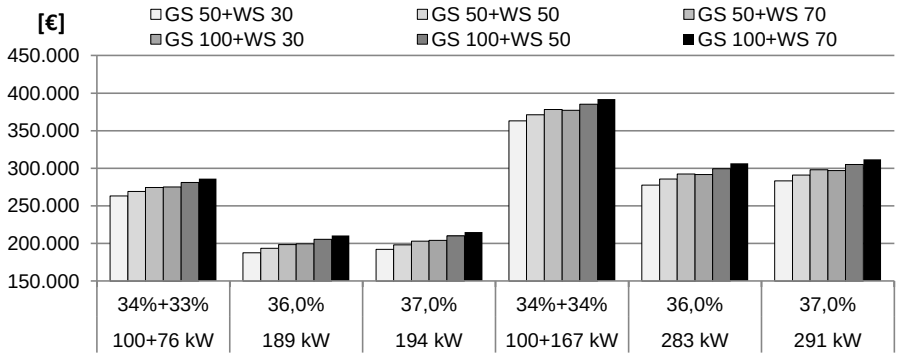


Abb. 2: Anschaffungskosten der Umrüstung einer 100-kW_{el}-Anlage für einen Intervallbetrieb mit 12 Vbh bzw. 8 Vbh/d (GS = Gasspeicher, WS = Wärmepufferspeicher)

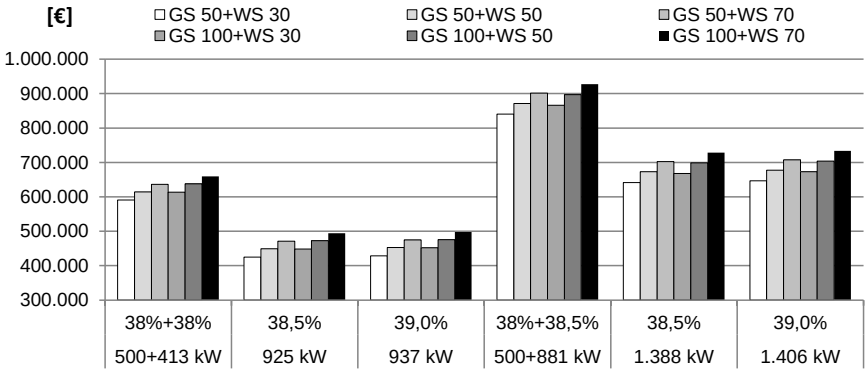


Abb. 3: Anschaffungskosten der Umrüstung einer 500-kW_{el}-Anlage für einen Intervallbetrieb mit 12 Vbh bzw. 8 Vbh/d (GS = Gasspeicher, WS = Wärmepufferspeicher)

Leistung verbessert sich der elektrische Nutzungsgrad eines BHKW im unteren Leistungsbereich erheblich. Ab ca. 500 kW_{el} ist dieser Effizienzgewinn nur noch gering. Einsparpotenziale sind bei der Instandhaltung zu erwarten. Mit zunehmender Leistung sinken die spezifischen Instandhaltungskosten. Ob und in welchem Umfang diese Einsparungen durch einen höheren Verschleiß im Intervallbetrieb – trotz Temperierung des Motorkühlkreislaufes – aufgebraucht werden, lässt sich derzeit nicht quantifizieren. Gesicherte Daten gibt es dazu leider noch nicht. In jedem Fall sollten moderne BHKW 2–3 Startvorgänge je Tag problemlos bewältigen können.

Saldiert man die Mehrerlöse und die Kosten, zeigen die Modellkalkulationen, dass sich die Installation von 2 BHKW zur Flexibilisierung der Stromerzeugung nicht rechnet (Abb. 4 und 5). Auch mit einem installierten BHKW erreicht die kleine Biogasanla-

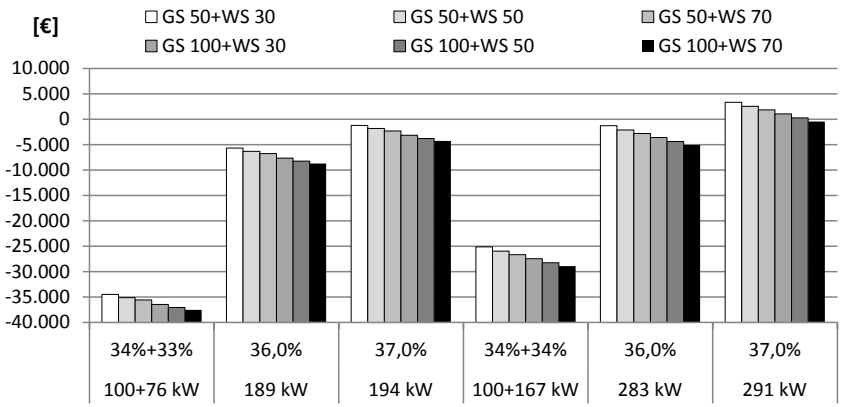


Abb. 4: Saldo aus Erlösen und Kosten der Umrüstung einer 100-kW_{el}-Anlage für einen Intervallbetrieb mit 12 Vbh bzw. 8 Vbh/d (GS = Gasspeicher, WS = Wärmepufferspeicher)

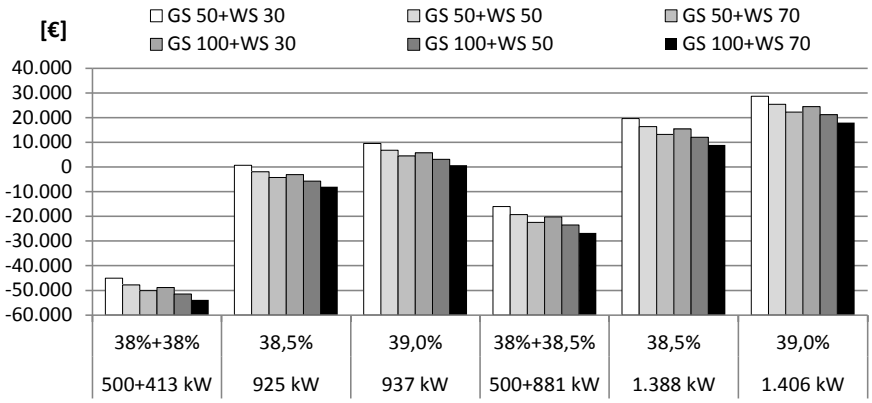


Abb. 5: Saldo aus Erlösen und Kosten der Umrüstung einer 500-kW_{el}-Anlage für einen Intervallbetrieb mit 12 Vbh bzw. 8 Vbh/d (GS = Gasspeicher, WS = Wärmepufferspeicher)

ge die Wirtschaftlichkeitsschwelle erst bei einer Verdreifachung der Leistung (8 Vbh/d) und einem um 3 Prozentpunkte höheren elektrischen Nutzungsgrad. Besser stellt sich die Situation der größeren Anlage dar, die das vorhandene BHKW durch ein deutlich leistungsstärkeres Aggregat mit über 900 kW_{el} ersetzt (12 Vbh/d). Sie erreicht die Wirtschaftlichkeitsschwelle, wenn es gelingt, den Nutzungsgrad um etwas mehr als 0,5 Prozentpunkte zu verbessern. Ökonomisch sinnvoller wäre es allerdings, die Anlagenleistung von 500 kW_{el} auf ca. 1 370 kW_{el} zu erhöhen (8 Vbh/d), dann würde die Wirtschaftlichkeitsschwelle wegen der höheren Flexibilitätsprämie auch ohne Steigerung des Nutzungsgrades überschritten. Gelingt es, bei dieser Anlage zusätzlich den Nutzungsgrad um 0,5 Prozentpunkte anzuheben, beträgt der Überschuss aus der Flexibilisierung der Anlage zwischen 9.000 und 20.000 €/a (Abb. 5).

Zusammenfassend bleibt festzuhalten: Für Biogasanlagen mit einer installierten Leistung bis ca. 125 kW_{el} im Dauerbetrieb ist unter den derzeitigen Rahmenbedingungen die bedarfsgerechte Stromerzeugung, trotz Flexibilitätsprämie, meist keine ökonomisch sinnvolle Option. Bei größeren Anlagen sollten die Betreiber den Mut haben, die Prämie auszureizen. Das Optimum der Flexibilisierung hängt von den einzelbetrieblichen Gegebenheiten ab. Derzeit ist allerdings das Risiko (zu) hoch, in die Flexibilisierung einzusteigen. Der Gesetzgeber muss zuerst die Unsicherheit bezüglich der Vergütung beseitigen.

5 Resümee

Die Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell bietet Biogasanlagenbetreibern unterschiedliche Möglichkeiten, am Markt teilzunehmen. Der Einsteiger kann mit der

Teilnahme an der Direktvermarktung Erfahrungen sammeln. Das Risiko, aber auch die Aussichten auf Mehrerlöse sind begrenzt. Wer sich an den Markt gewöhnt hat, kann mit dem Anbieten von Regelleistung seine Erlöschancen erhöhen, muss aber in Kauf nehmen, sich strengen Regeln zu unterwerfen. Der Profi wird den Weg in die bedarfsgerechte Stromerzeugung gehen, der ihm die Optionen bietet, alle Chancen des Marktes zu nutzen. Voraussetzung ist, dass der Gesetzgeber endlich Klarheit bei der Vergütung schafft.

Literatur

EEG-Erfahrungsbericht (2007): beschlossen vom Bundeskabinett am 7. November 2007, S. 143 f

BT-Drucksache (2008): 16/8148 vom 18. 02. 2008, S. 49

Aschmann, V. (2013): Technische Voraussetzungen für die Bereitstellung von Regelenergie mit Biogas. Kassel

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2011): BHKW-Kenndaten 2011, Essen

Landwirtschaftliche Landnutzung und Biogaserzeugung in Deutschland – Stand und Perspektiven

Horst Gömann

1 Einführung

In den letzten 10 Jahren haben in der landwirtschaftlichen Landnutzung gravierende Veränderungen stattgefunden. Waren im Durchschnitt der Jahre 2002/04 noch rund 850 000 ha Ackerflächen (AF) stillgelegt, wurde die Intensität der Landnutzung seitdem erheblich gesteigert. Unter anderem wurde als Reaktion auf die zunehmende Flächenkonkurrenz die obligatorische Flächenstilllegung aufgehoben und die Stilllegungsflächen sukzessive wieder in die Produktion genommen. Die wesentlichen treibenden Faktoren sind der Anstieg der Agrarpreise seit Mitte 2006 sowie die Förderung nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) zur Energieerzeugung. Angesichts der bedeutenden Landnutzungsänderungen steht die Erzeugung von Biogas auf der Basis von NawaRo im Fokus der öffentlichen Diskussion, zumal Mais die Leitkultur ist, die unter Natur- und Umweltschutzaspekten nicht unumstritten ist. Hinzu kommt, dass in einigen Regionen, vor allem mit intensiver Viehhaltung, die Begrenztheit der Flächen besonders spürbar wird, was die grundsätzliche Konkurrenz zwischen der Nutzung der Flächen für die Nahrungsmittelproduktion oder den NawaRo-Anbau verdeutlicht.

Die Analyse der Entwicklungen der landwirtschaftlichen Landnutzung im Kontext der Förderung von NawaRo zur Energieerzeugung ist von Bedeutung, um die Agrar- und Agrarumweltpolitik, die Energiepolitik sowie die Politik für den ländlichen Raum gezielt weiterzuentwickeln. Das Ziel des Beitrags ist es, ausgewählte Entwicklungen der landwirtschaftlichen Landnutzung und Wechselwirkungen mit der Biogaserzeugung sowie dem dafür erforderlichen Ressourceneinsatz aufzuzeigen. Diese bilden die Grundlage für anschließende vertiefende Analysen beispielsweise im Hinblick auf die Auswirkungen auf die Natur und Umwelt. Einige Aspekte werden exemplarisch aufgegriffen, um Schlussfolgerungen für Handlungsbedarfe abzuleiten.

2 Rahmenbedingungen und Entwicklungen

2.1 Überblick

Die Entwicklungen auf den Agrarmärkten, die Agrar- und Agrarumweltpolitik sowie die Förderung der Energieerzeugung aus NawaRo sind sowohl für die landwirtschaftliche Landnutzung als auch die Biogaserzeugung wichtige Rahmenbedingungen. Bis Mitte 2006 prägte ein niedriges und kontinuierlich sinkendes Preisniveau die Agrarmärkte (Abb. 1). Um die Überversorgung, vor allem bei Getreide, zu dämpfen, mussten Landwirte Ackerflächen stilllegen. Darüber hinaus bestanden und bestehen Produktionsmengenregulierungen bei Milch und Zucker. Aufgrund von Produktivitätssteigerungen im Rahmen des technischen Fortschritts konnte die begrenzte Milch- bzw. Zuckermenge mit einer immer geringeren Anzahl an Milchkühen bzw. mit einer geringeren Fläche produziert werden.

Die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zum Jahr 2004, insbesondere die Einführung des NawaRo-Bonus in Höhe von 0,06 € je kWh bewirkte angesichts der niedrigen Agrarpreise eine erhebliche Zunahme der Rentabilität der Biogaserzeugung. Infolgedessen wurde die installierte Leistung von 2004 bis 2006 auf 1 100 MW verdreifacht (Abb. 1).

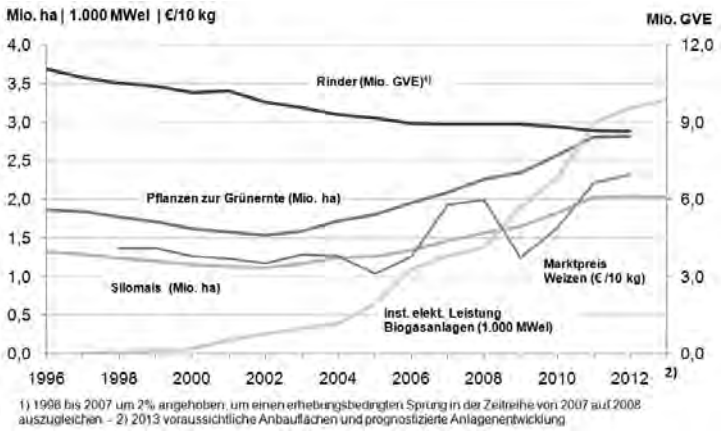


Abb. 1: Ausgewählte sektorale Entwicklungen: Biogasanlagen, Rindviehbestand, Ackerfutterfläche, Weizenpreis (1996–2013)
Quelle: Fachverband Biogas, Statistisches Bundesamt (StBA 2011), BMELV, eigene Berechnungen

Der Anstieg der NawaRo-Nachfrage führte zu einer Trendumkehr der bis dahin aufgrund des Rinderbestandsabbaus rückläufigen Ackerfutterfläche (Abb. 1). Ab Mitte 2006 stiegen die Agrarpreise dynamisch an, was den Zuwachs der Investitionen in Biogasanlagen in den Jahren 2007 und 2008 bremste. Der im Zuge der Novellierung des EEG zum

Jahr 2009 eingeführte sogenannte Güllebonus, der aufgrund seiner Ausgestaltung wie ein weiterer NawaRo-Bonus wirkt, erhöhte nochmals die Rentabilität der Biogaserzeugung. Infolgedessen wurde die installierte Leistung in den Jahren 2009 und 2010 um 66 % auf rund 2 300 MW ausgebaut, zumal die Agrarpreise nach der Hausse wieder auf einem deutlich niedrigeren Niveau lagen. Im Jahr 2011 wurde die Anlagekapazität trotz hoher Agrarpreise nochmals um ein Drittel auf rund 3 000 MW erweitert. Der Grund lag in den Einschränkungen der Förderbedingungen im Rahmen der Novellierung des EEG, die zum Jahr 2012 in Kraft getreten sind. Seitdem entwickelte sich der Ausbau von Biogasanlagen deutlich vermindert bei stagnierender Ackerfutterfläche. Diese belief sich im Jahr 2012 auf insgesamt rund 2,8 Mio. ha davon rund 2 Mio. ha Silomais (Abb. 1). Auch für das Jahr 2013 planen die Landwirte keine Ausdehnung der Silomaisfläche (BMELV 2013).

2.2 Regionale Entwicklungen

Der Rinderbestand und seine Entwicklung ist eine zentrale Determinante für den Ackerfutteranbau.[1] Regionale Schwerpunkte der Rinderhaltung mit Bestandsdichten von mehr als 1,0 GVE je ha der landwirtschaftlich genutzten Fläche (LF) im Jahr 2010 waren wettbewerbsfähige Grünlandstandorte wie an der norddeutschen Küste, in einigen Mittelgebirgslagen (z. B. Sauerland, Allgäu und Bayerischer Wald) sowie am Niederrhein (Abb. 2).

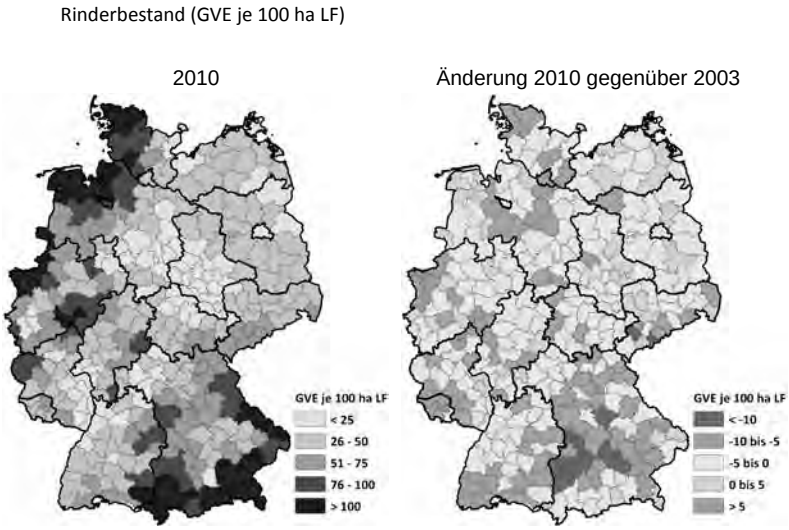


Abb. 2: Regionale Rindviehbestandsdichten 2010 und Veränderungen von 2003 bis 2010 (GVE je 100 ha LF)
Quelle: Statistisches Bundesamt (StBA 2011), eigene Berechnungen

[1] Aufgrund von Gebietsstandänderungen sind regionale Veränderungen in Sachsen und Sachsen-Anhalt nur bedingt darzustellen.

Der Rinderbestand ging in Deutschland von 2003 bis 2010 um 7,6 % zurück. Dabei weisen rund 60 % der Landkreise eine überdurchschnittliche Abstockung auf und lediglich etwa 7 % eine Zunahme, darunter vor allem Landkreise am Niederrhein (Abb. 2).

Seit der Einführung des NawaRo-Bonus beeinflusst die Biogaserzeugung als weiterer wichtiger Faktor den Ackerfutterbau. Regionale Schwerpunkte mit einer vergleichsweise hohen installierten elektrischen Leistung von mehr als 30 kW_{el} je 100 ha LF befanden sich im Jahr 2010 in Nord-Schleswig-Holstein, in Niedersachsen, in einem Gürtel vom Emsland bis Lüchow-Dannenberg sowie in einigen Regionen Bayerns und Baden-Württembergs (Abb. 3). Auf diese etwa 10 % der deutschen Landkreise entfiel rund ein Drittel der gesamten installierten Leistung.

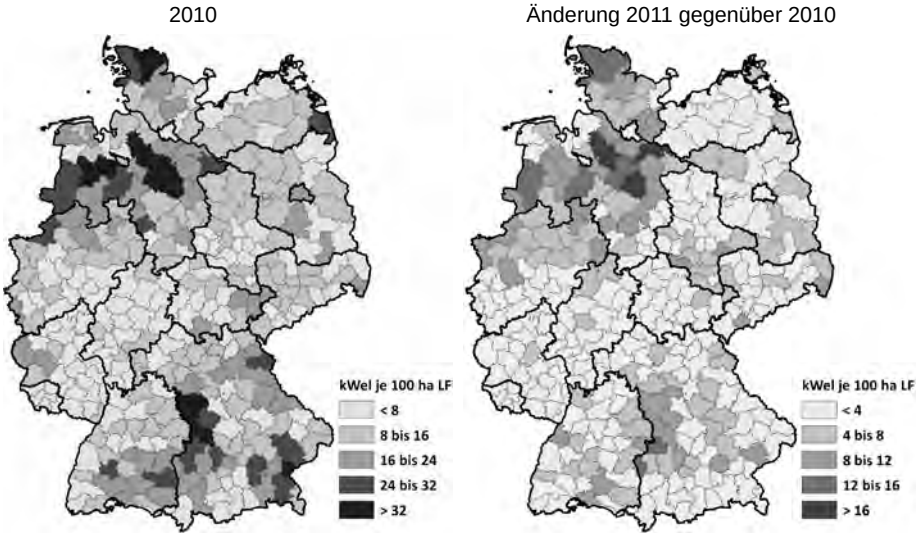


Abb. 3: Installierte elektrische Leistung in Biogasanlagen 2010 (kW_{el} je 100 ha LF) und deren Änderung gegenüber 2010 (kW_{el} je 100 ha LF)
Quelle: Bundesnetzagentur, eigene Berechnungen und Darstellung

Die nochmalige deutliche Ausdehnung der installierten Leistung von Biogasanlagen im Jahr 2011 gegenüber 2010 um durchschnittlich 4,6 kW_{el} je 100 ha LF fiel regional sehr unterschiedlich aus. Auffällig ist, dass die elektrische Leistung in den Regionen verstärkt ausgebaut wurde, die bereits 2010 durch eine überdurchschnittliche Kapazität gekennzeichnet waren. Teilweise verzeichneten diese Regionen gleichzeitig ein Wachstum der Milcherzeugung.

Die Ackerfutterfläche wurde im Zeitraum von 2003 auf 2010 von 9,4 auf 15,6 % um 6,2-%-Punkte der LF ausgedehnt. Regionale Unterschiede werden anhand von Abbildung 3 dargestellt. Hierbei überlagern sich wie oben erläutert 3 Entwicklungen: (1) der

generelle Rückgang der Fläche für Futterzwecke infolge des Rinderbestandsabbaus, (2) die räumliche Konzentration der Rindviehhaltung und die damit einhergehende regionale Verlagerung des Futterbedarfes sowie (3) der zunehmende Ackerfutteranbau für die wachsende Biogaserzeugung. Der Vergleich von Abbildung 2, Abbildung 3 und Abbildung 4 verdeutlicht die hohe Korrelation dieser Faktoren. So weisen diejenigen Regionen mit hohen Rinderbestandsdichten und hohen Biogaskapazitäten die höchsten Zunahmen der Ackerfutterfläche auf.

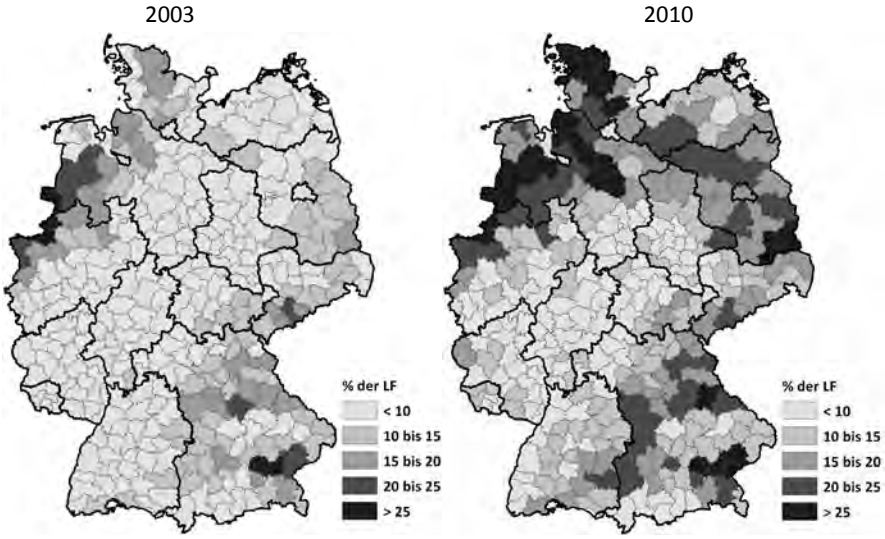


Abb. 4: Regionale Anteile der Ackerfutterfläche 2003 und 2010 (% der LF)
Quelle: Statistisches Bundesamt (StBA 2011), eigene Berechnungen und Darstellung

In Deutschland wird der Ackerfutterbau vom Silomais dominiert, auf den im Jahr 2012 rund 72 % der Ackerfutterfläche entfallen. Die Ackerfutterkulturen haben bedingt durch unterschiedliche Ansprüche an natürliche Standortbedingungen räumlich unterschiedliche Anbauschwerpunkte. Während Silomais überwiegend in Regionen mit ausreichenden Sommerniederschlägen wie in Nordwestdeutschland, Schleswig-Holstein und Bayern angebaut wird, hat der Anbau sonstiger Ackerfutterkulturen in Regionen mit geringeren Sommerniederschlägen wie in Ostdeutschland komparative Vorteile und weist vergleichsweise höhere Anbauanteile auf.

3 Einsatz nachwachsender Rohstoffe und Flächen für Biogas

Die Wechselwirkungen zwischen landwirtschaftlicher Landnutzung, Biogaserzeugung sowie Natur- und Umweltschutz spielen in Hinblick auf die Weiterentwicklung der Agrar- und Agrarumweltpolitik sowie des EEG eine wichtige Rolle. In diesem Zusammenhang sind die Entwicklungen des Rohstoffeinsatzes und Flächenbedarfs für die Biogaserzeugung von Bedeutung. Allerdings lässt sich der Rohstoffeinsatz anhand der derzeitig verfügbaren Datengrundlage über Biogasanlagen sektoral nur mit großen Unsicherheiten abschätzen. Für regionale Abschätzungen ist die Datengrundlage kaum belastbar (Rensberg et al. 2012). Dazu wären empirische Informationen über die durchschnittliche Rohstoffeffizienz der Biogasanlagen notwendig, die aus einer Vielzahl technischer Koeffizienten resultiert.

Da Ackerfutter[2] nahezu ausschließlich zur Erzeugung von Grundfutter für Rinder sowie als Substrat für Biogasanlagen angebaut wird, können zumindest die durch Ackerfutterverfahren produzierten Substrate und die dafür notwendigen Flächen ermittelt werden. Ausgehend von der Ackerfuttergesamtproduktion ergibt sich nach Abzug des für die Rinderfütterung erforderlichen Grundfutterbedarfs die für die Biogaserzeugung zur Verfügung stehende Substratmenge. Dabei wurde unterstellt, dass die zur Verfügung stehende Substratmenge dem Substrateinsatz in Biogasanlagen entspricht.

Die regionalen Grundfutterbedarfe für Rinder wurden anhand der Grundfutterenergieerzeugung durch Grünland und Ackerfutterbau in den Jahren 1999 und 2003 ermittelt, da das erzeugte Ackerfutter in diesen Jahren nahezu ausschließlich der Grundfutterproduktion diente. Darüber hinaus wurde auf Informationen zur Gestaltung von Futterrationen zurückgegriffen, die im Zuge der Weiterentwicklung des Regionalisierten Agrar- und Umweltinformationssystems RAUMIS (Henrichsmeyer et al. 1996, Kreins und Gömann 2008) generiert wurden. Die Futterrationen einschließlich des Grundfutterbedarfs sind aufgrund ernährungsphysiologischer Anforderungen weitgehend determiniert. Die Berechnung regionaler Produktionsmengen erfolgte auf der Basis von Trenderträgen für Silomais auf Landkreisebene (Stützzeitraum 1998 bis 2011) sowie auf regionalisierten Erträgen für Grünland und sonstige Ackerfutterpflanzen aus der RAUMIS-Datenbasis.

Nach den Kalkulationen belief sich die Ackerfutterfläche für Biogas im Jahr 2010 auf insgesamt 1,2 Mio. ha, was etwa 7 % der LF bzw. 10 % der AF entsprach. Davon entfielen etwa 0,84 Mio. ha auf Silomais und 0,36 Mio. ha auf sonstiges Ackerfutter. Die in Abbildung 5 (linke Karte) dargestellte regionale Verteilung der Ackerfutterflächen für Biogas weist eine hohe Übereinstimmung mit der installierten elektrischen Leistung auf

[2] Der Ackerfutterbau wird unter der Kategorie „Pflanzen zur Grünernte“ statistisch erfasst.

(Abb. 3). So weisen in der Regel die Regionen mit den höchsten installierten Leistungen weit überdurchschnittliche Anteile der Ackerfutterflächen für Biogas auf.

Allerdings sind auch einige regionale Besonderheiten erkennbar. Beispielsweise schlagen sich das in weiten Teilen Ostdeutschlands niedrigere Ertragsniveau und der höhere Anteil sonstiger Ackerfutterkulturen in einem höheren Flächenbedarf für Biogas nieder. Weitere regionale Besonderheiten werden anhand der rechten Karte der Abbildung 5 deutlich. Hierin wurde die für Biogas regional zur Verfügung stehende NawaRo-Produktion („Flächenangebot für Biogas“), umgerechnet in silomaisäquivalenten Flächen, dem NawaRo-Bedarf der Biogasanlagen in den Regionen gegenübergestellt. Dabei belief sich der durchschnittliche Flächenbedarf auf rund 0,5 ha je kW installierte elektrische Leistung. Einen vergleichbaren Flächenanspruch liefert der KTBL-Biogasrechner bei entsprechender Konfiguration (KTBL 2013).

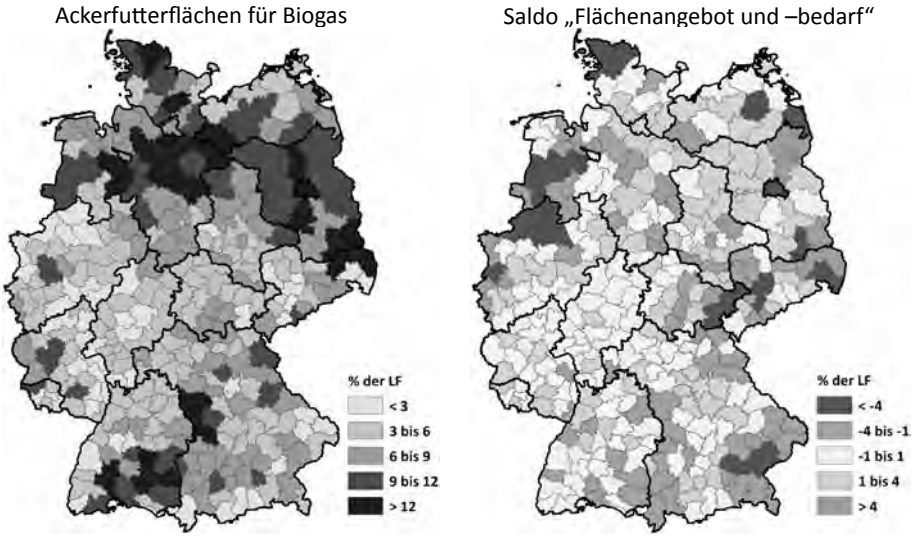


Abb. 5: Regionale Anteile der Ackerfutterfläche für Biogas und Saldo zwischen Ackerfutterflächen für Biogas und Flächenbedarf der Biogasanlagen (2010; % der LF)
Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung

Auffällig sind die Regionen, in denen die regionale NawaRo-Substratproduktion der „Pflanzen zur Grünernte“ nicht ausreicht, um den Bedarf der Biogasanlagen zu decken und die daher durch einen negativen Flächensaldo gekennzeichnet sind. Das Substratdefizit wird hier teilweise durch den Einsatz anderer Gärsubstrate wie Wirtschaftsdünger oder Bioabfälle ausgeglichen. Das trifft vor allem für die Regionen mit einem hohen Wirtschaftsdüngeraufkommen (Abb. 6, linke Karte) wie in Nordwestdeutschland oder im Südosten Bayerns zu und/oder die aufgrund größerer Betriebsstrukturen überdurch-

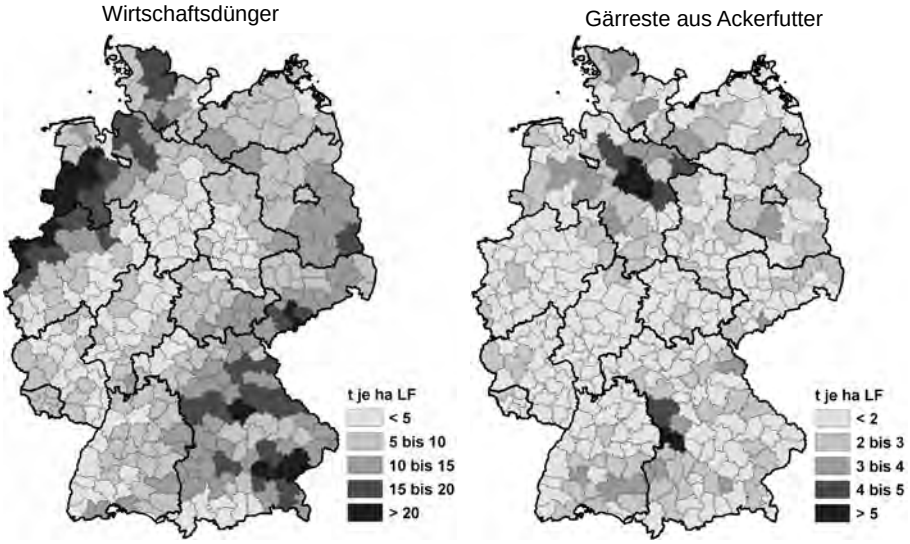


Abb. 6: Regionale Aufkommen an Wirtschaftsdünger und Gärresten auf NawaRo-Basis (2010; t je ha LF)
Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung

schnittlich viel des anfallenden Wirtschaftsdüngers ohne aufwendige Transporte in Biogasanlagen einsetzen können wie beispielsweise in Ostdeutschland.

Ferner werden z. B. in einigen Regionen Nordwestdeutschlands Bioabfälle der Lebensmittelindustrie als Gärsubstrate eingesetzt. Teilweise erfolgt ein Ausgleich des Substratdefizits auch durch landkreisübergreifende und sogar grenzüberschreitende NawaRo-Transporte. Nach den Kalkulationen wiesen beispielsweise die beiden nördlichsten Landkreise in Schleswig-Holstein sowie die beiden Landkreise Demmin und Uecker-Randow in Mecklenburg-Vorpommern im Jahr 2010 ein Substratdefizit von rund 21 000 ha bzw. 16 000 ha silomaisäquivalenter Fläche auf. Ein Großteil des Defizits wurde durch NawaRo-Lieferungen aus den benachbarten Regionen gedeckt. So wurde in der Region Syddanmark im Zeitraum von 2008 bis 2012 bei nahezu konstantem Rindviehbestand die Silomaisfläche um etwa 20 000 ha ausgedehnt.[3]

Somit können NawaRo-Lieferungen über die Kreisgrenze hinaus auch ein Grund für regionale Substratüberschüsse sein. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass ein Teil der im Jahr 2010 angebauten NawaRo den Biogasanlagen, die in der ersten Jahreshälfte 2011 angeschlossen wurden, als Substratgrundlage diente und die Substrate jahresübergreifend gelagert wurden. Ein weiterer Grund für Substratüberschüsse resultiert daraus,

[3] Statistics Denmark http://www.dst.dk/da/.

dass der Substratbedarf von Biogaseinspeiseanlagen mangels belastbarer Datengrundlage in den Berechnungen nicht berücksichtigt werden konnte.

Das regionale Substrataufkommen und die daraus resultierenden Flächen der „Pflanzen zur Grünernte“ für Biogas konnten aufgrund der Datengrundlage für die Jahre 2011 und 2012 nur auf Ebene der Bundesländer berechnet werden. Infolge der Ausdehnung der Biogasanlagenkapazität im Jahr 2011 gegenüber 2010 um rund ein Drittel sowie eines weiteren Rückgangs des Rindviehbestandes um 2 % nahmen die Flächen der „Pflanzen zur Grünernte“ für Biogas um etwa ein Viertel auf rund 1,5 Mio. ha zu.

Gründe für den unterproportionalen Anstieg der Flächen für Biogas im Vergleich zur installierten elektrischen Leistung liegen sicherlich im Einsatz von Wirtschaftsdünger als Gärsubstrat. Ein Indiz dafür, dass tendenziell mehr Wirtschaftsdünger eingesetzt wurde, ist die relative Zunahme des eingespeisten Stroms, für den Biogasanlagenbetreiber den Güllebonus erhalten haben, an der eingespeisten Gesamtstrommenge. Dieser Anteil stieg von 2009 bis 2011 von 63 % auf 76 %.

Im Jahr 2012 blieben die Anbauflächen für Biogas und der Rindviehbestand auf dem Niveau von 2011 konstant, während die installierte Leistung um etwa 6 % zunahm. Auch für das Jahr 2013 wird laut der Erhebung der voraussichtlichen Anbauflächen (BMELV 2013) keine Veränderung der Silomaisfläche gegenüber dem Vorjahr erwartet, die installierte Leistung soll jedoch um 3 % zunehmen (Fachverband Biogas 2012). Aus dem Anstieg der installierten Leistung bei gleichbleibender Fläche für Biogas ließe sich schließen, dass die Biogasanlagen bezüglich der betrachteten NawaRo effizienter betrieben und/oder mehr Reststoffe eingesetzt wurden. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Silomaiserträge in den Jahren 2011 und 2012 um durchschnittlich 7 % über dem erwarteten Trendertrag lagen, sodass eine Ausdehnung der Flächen für Biogas nicht erforderlich war und zudem überschüssige Substrate jahresübergreifend gelagert werden konnten.

Der Einsatz von Gärsubstraten durch „Pflanzen zur Grünernte“ für Biogas belief sich im Jahr 2010 auf rund 47 Mio. t und im Jahr 2011 auf etwa 62 Mio. t Frischmasse. Diese wurden im Rahmen regionaler und wie oben erläutert teils überregionaler Transporte zu den Biogasanlagen gebracht. Unter Berücksichtigung von Silierverlusten verbleiben nach dem Vergärungsprozess nach überschlägigen Kalkulationen mit dem „Gärrestrechner“ der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL 2010) rund 30 Mio. t bzw. 41 Mio. t an Gärresten, die auf die Fläche zurückzuführen sind. Aufgrund ihres hohen Wassergehalts und geringer Nährstoffanteile sind die Gärreste transportunwürdig und verursachen hohe Transportkosten, sodass Anreize bestehen, diese möglichst in der Nähe der Biogasanlagen auszubringen. Daher dürfte das in Abbildung 6 (rechte Karte) dargestellte regionale Aufkommen von Gärresten, auf der Basis der betrachteten regionalen NawaRo-Produktion, nur teilweise mit der tatsächlichen regionalen Rückführung übereinstimmen.

Gärreste weisen beim Einsatz als Düngemittel bezüglich der Nährstoffe vergleichbare Ausnutzungsgrade auf wie beispielsweise Rindergülle (LfL 2013). Diese sind deutlich geringer als beim Mineraldünger. Aus diesem Grund verstärkt eine Erhöhung des Wirtschaftsdüngeranteils, in Form zusätzlicher Gärreste, die Gefährdungspotenziale für Nährstoffeinträge in Gewässer. Besonders betroffen sind Regionen, die bereits einen vergleichsweise hohen Wirtschaftsdüngeranfall aufweisen.

4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im Zeitraum von 2004 bis 2011 wurde die Biogaserzeugung aufgrund der günstigen Förderbedingungen durch das EEG sehr schnell ausgebaut. Derzeit existiert keine belastbare Datengrundlage über den Anlagebestand, um den gesamten erforderlichen NawaRo-Einsatz für Biogas abzuschätzen. Allerdings lassen sich für einen Großteil der eingesetzten Substrate, und zwar für diejenigen, die auf den statistisch erfassten „Pflanzen zur Grünernte“ basieren (z. B. Silomais), robuste und belastbare Ergebnisse bezüglich der Substratmengen sowie der dafür notwendigen Flächen dadurch erzielen, dass der Rindergrundfutterbedarf und der Biogassubstratbedarf simultan betrachtet werden. Nach den Berechnungen wurden im Jahr 2011 rund 1,5 Mio. ha Flächen der Kategorie „Pflanzen zur Grünernte“ für Biogas eingesetzt, was rund 9 % der LF und 12,6 % der AF entsprach.

Unter Rahmenbedingungen des EEG 2012 sowie hoher Agrarpreise sind die Anreize in Biogasanlagen zu investieren erheblich vermindert, sodass nur noch ausgewählte Projekte und Anlagetypen umgesetzt werden.[4] Demzufolge ist unter diesen Rahmenbedingungen nur mit einer geringfügigen Ausdehnung der Flächen für Biogas zu rechnen, die sich im Rahmen der durch den erwarteten weiteren Abbau von Rinderbeständen freigesetzten Flächen bewegen dürfte. Dass sich die Flächen der „Pflanzen zur Grünernte“ insgesamt nicht wesentlich ändern werden, scheint die Anbauplanung der Landwirtschaft zu bestätigen, die für das Jahr 2013 eine konstant bleibende Silomaisfläche in Höhe von 2 Mio. ha vorsehen.

Da der Ausbau an Biogasanlagen in einer kurzen Zeitperiode erfolgte, sodass Innovationen nur in begrenztem Maße umgesetzt werden konnten, ist davon auszugehen, dass der derzeitige Anlagenbestand ein beträchtliches Potenzial für Effizienzsteigerungen aufweist. Vor diesem Hintergrund sollte der bereits eingeschlagene Weg, Effizienzreserven durch verschiedene Maßnahmen zu erschließen, intensiviert werden, um damit

[4] Die Bedeutung von Biomethananlagen, die in der Regel eine größere Kapazität aufweisen, ist auf der derzeitig verfügbaren Datengrundlage kaum einschätzbar. Diesbezüglich soll der Monitoringbericht für 2012 der Bundesnetzagentur eine verbesserte Voraussetzung liefern.

letztlich die Effizienz des Rohstoffeinsatzes zu verbessern und den Flächenbedarf für Biogas zu reduzieren. Dazu trägt auch die verstärkte Nutzung von Reststoffen wie Wirtschaftsdünger bei, deren Einsatz laut der Vergütungsstruktur im Rahmen des EEG seit 2009 kontinuierlich zunahm.

Eine zentrale Herausforderung resultiert aus dem Anfall von Gärresten, die auf NawaRo zurückzuführen sind und den darin enthaltenen Nährstoffen. Deren Ausnutzungsgrad ist mit Wirtschaftsdüngern wie Rindergülle vergleichbar und liegt deutlich unter demjenigen von mineralischem Stickstoff (N). Die Rückführung von Gärresten auf die Fläche erhöht somit das Gefährdungspotenzial für N-Einträge in Gewässer. Das Problem ist besonders gravierend in Regionen mit einem hohen Anfall an Wirtschaftsdünger und dadurch bedingt hohen N-Bilanzüberschüssen. Da in vielen Regionen derzeit schon Probleme bestehen die Ziele der Wasserrahmenrichtlinie einzuhalten, ergibt sich in diesem Bereich ein verstärkter Handlungsbedarf.

Literatur

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) (2010): Berechnung Biogasgärrest. http://www.lfl.bayern.de/iab/duengung/39709/. Institut für Ökologischen Landbau, Bodenkultur und Ressourcenschutz

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) (2013): Biogasgärreste. Einsatz von Gärresten aus der Biogasproduktion als Düngemittel. LfL-Information. http://www.lfl.bayern.de/publikationen/daten/informationen/p_31972.pdf

BMELV (Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz) (2013): Statistischer Monatsbericht 05/2013 sowie frühere Ausgaben. http://www.bmelv-statistik.de/de/statistischer-monatsbericht/einzelne-monatsberichte/#c604, Zugriff am 09.07.2013

Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2010): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. http://biogasportal.info und dort KTBL (2005): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, Darmstadt (Mediathek)

Fachverband Biogas (2012): Branchenzahlen 2011 und Prognose der Branchenentwicklung 2012/2013. Stand 11/2012, Freising, http://www.biogas.org

KTBL (2013): Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas. http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do;jsessionid=CB4EEABAB3010886BA19939BBA91D688, Zugriff am 09.07.2013

Rensberg, N.; Hennig, C.; Naumann, K:; Billig, E.; Sauter, P.; Daniel-Gromke, J.; Krautz, A.; Weiser, C.; Reinhold, G.; Graf, T. (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Kurztitel: Stromerzeugung aus Biomasse (FZK: 03MAP138). Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011, März 2012

StBA (2011): Land- und Forstwirtschaft, Fischerei. Bodennutzung der Betriebe einschließlich Zwischenfruchtanbau. Landwirtschaftszählung / Agrarstrukturerhebung 2010. Fachserie 3 Reihe 2.1.2. Wiesbaden, 2011, sowie frühere Ausgaben

Mikrobielles Leben im Biogasfermenter

Michael Klocke, Antje Rademacher

1 Biomethanisierung von Biomasse

Ein Biogasreaktor beherbergt eine komplexe und dynamische Gemeinschaft verschiedener Mikroorganismen. Diese Mikroorganismen decken ihren Energiebedarf aus dem anaeroben Abbau der Biomasse, welche dem Reaktor zugeführt wird. Dabei unterscheiden sich die Mikroorganismen hinsichtlich der zum Leben benötigten Nährstoffe und der Endprodukte ihres Stoffwechsels. So sind manche Mikroorganismen darauf spezialisiert, hochmolekulare Verbindungen wie z.B. Cellulose zu energetisch hochwertigen Oligo- oder Monosacchariden zu spalten (Abbauphase 1: Hydrolyse). Diese können dann durch sie selbst oder auch von anderen Mikroorganismen zu kurzkettigen Fettsäuren (*volatile fatty acids*, VFA) vergoren werden (Abbauphase 2: Acidogenese). Im Vergleich zu hochmolekularen Kohlenhydraten enthalten VFA relativ wenig Energie. Jedoch kann diese durchaus noch von bestimmten Mikroorganismen genutzt werden. Zur Unterscheidung von den primär gärenden Mikroorganismen werden diese als Sekundärgärer bezeichnet. Endprodukt vieler sekundärer aber auch primärer Gärungsprozesse ist Acetat (Abbauphase 3: Acetogenese). Des Weiteren entstehen bei der Gärung auch Gase, in erster Linie Kohlendioxid (CO_2) und molekularer Wasserstoff (H_2).

Sowohl Acetat als auch CO_2, Letzteres in Verbindung mit H_2, sind Ausgangsstoffe zur Bildung von Methan (Abbauphase 4: Methanogenese). Während die Gärungsprozesse in einem Biogasreaktor von Vertretern aus der Domäne der Bacteria durchgeführt werden, sind zur Methanogenese nur vergleichsweise wenige, hoch spezialisierte Mikroorganismen in der Lage, welche ausnahmslos in der Domäne Archaea zu finden sind. Die Kategorie Domäne stellt dabei innerhalb der Systematik aller Lebewesen die höchste Klassifizierungseinheit dar, was die große evolutionäre Distanz zwischen Bacteria und Archaea verdeutlicht. Je nach Art des jeweils verwendeten Substrats lassen sich hydrogenotrophe Methanbildner (Substrate: CO_2/H_2), acetoklastische Methanbildner (Substrat: Acetat) oder auch mixotrophe Methanbildner (Substrate: CO_2/H_2, Acetat, methylierte Verbindungen, kurzkettige Alkohole) unterscheiden.

Zwischen diesen Mikroorganismen bestehen vielfältige Beziehungen. Im einfachsten Fall ist die Beziehung bereits dadurch gegeben, dass viele Mikroorganismen von den Stoffwechselprodukten anderer Mikroorganismen abhängig sind. Wesentlich komplexerer Natur sind syntrophe Gemeinschaften, bei der eine Substratverwertung nur durch die

gemeinsame Aktivität zweier verschiedener Mikroorganismen möglich ist. Ein Beispiel dafür ist die syntrophe Oxidation von Acetat zu CO_2/H_2, welche nur durch das Zusammenwirken von acetat-oxidierenden Bakterien und hydrogenotrophen Methanogenen möglich ist (Schnürer et al. 1996).

2 Mikrohabitate in einem Biogasreaktor

Sogar in „vollständig" durchmischten Rührkesselfermentern liegen grundsätzlich verschiedene ökologische Nischen vor (Abb. 1, A). In der Flüssigphase finden sich überwiegend „frei-schwimmende" planktonische Mikroorganismen. Andere Mikroorganismen wachsen vorzugsweise auf Oberflächen im Biogasreaktor und bilden dort Biofilme. Als Oberflächen stehen im Reaktor im Wesentlichen 2 Bereiche zur Verfügung, zum einen die Oberflächen der Bauteile wie z. B. die Reaktorwandung, zum anderen die Oberflächen der zugegebenen festen Gärsubstrate wie z. B. pflanzliche Biomasse.

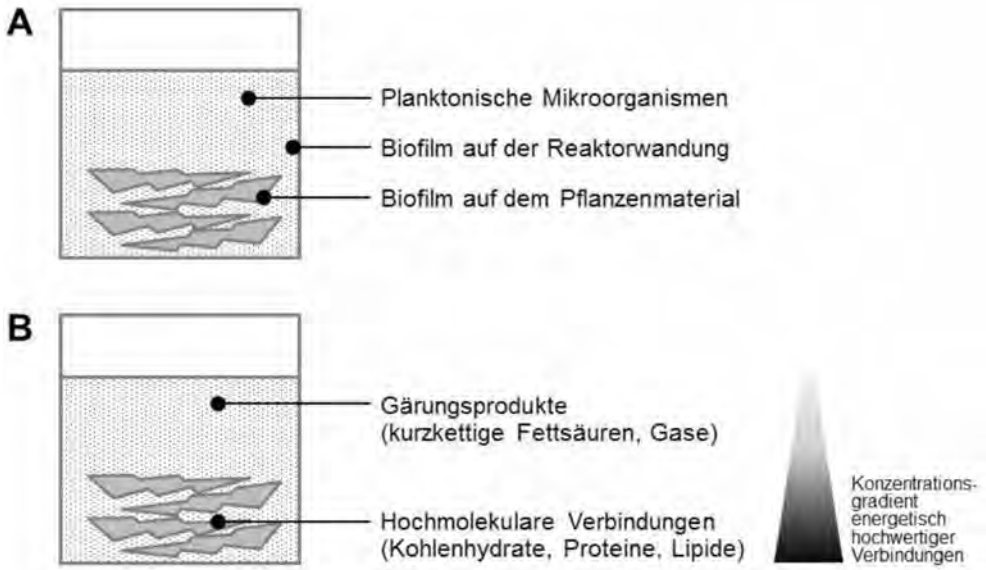


Abb. 1: Ökologische Nischen in einem Biogasreaktor. (A) Räumliche Organisation; (B) Nährstoffverteilung

Die räumliche Zonierung hat eine Verteilung innerhalb des Nährstoffangebots zur Folge (Abb. 1, B). Die in den Biofilmen auf der pflanzlichen Biomasse angesiedelten Mikroorganismen schließen die energetisch hochwertigen Verbindungen der Pflanzenzellen auf und machen die darin gespeicherte (Sonnen-)Energie erst für die anderen Mikroor-

ganismen verfügbar. Nach dem Abbau der in der Biomasse enthaltenen leicht löslichen Kohlenhydrate sind die planktonisch lebenden Mikroorganismen auf die Abbauprodukte des hydrolytisch/cellulolytischen Biofilms angewiesen. Von diesen Abbauprodukten profitieren aber auch sessile Mikroorganismen, die sich auf den Oberflächen der Bauteile im Biogasreaktor anlagern.

3 Räumliche Trennung der unterschiedlichen mikrobiellen Lebensgemeinschaften in einem zweistufigen Biogasreaktor

Die unterschiedlichen Lebensgemeinschaften lassen sich in einem zweistufigen Biogasreaktorsystem gezielt anreichern (Abb. 2). Der Begriff „Stufe“ bezieht sich dabei auf die in dem System integrierten Fermenter, welche an die jeweilige Biozönose angepasste Bedingungen enthält. In der ersten Fermentationsstufe, welche in dem in dieser Studie untersuchten Beispiel als *leach bed reactor* (LBR) konstruiert ist, findet die Hydrolyse eines pflanzlichen Substrats sowie große Teile der nachfolgenden Acidogenese statt. Die resultierenden Abbauprodukte werden mit der Prozessflüssigkeit in einen zweiten Reaktor

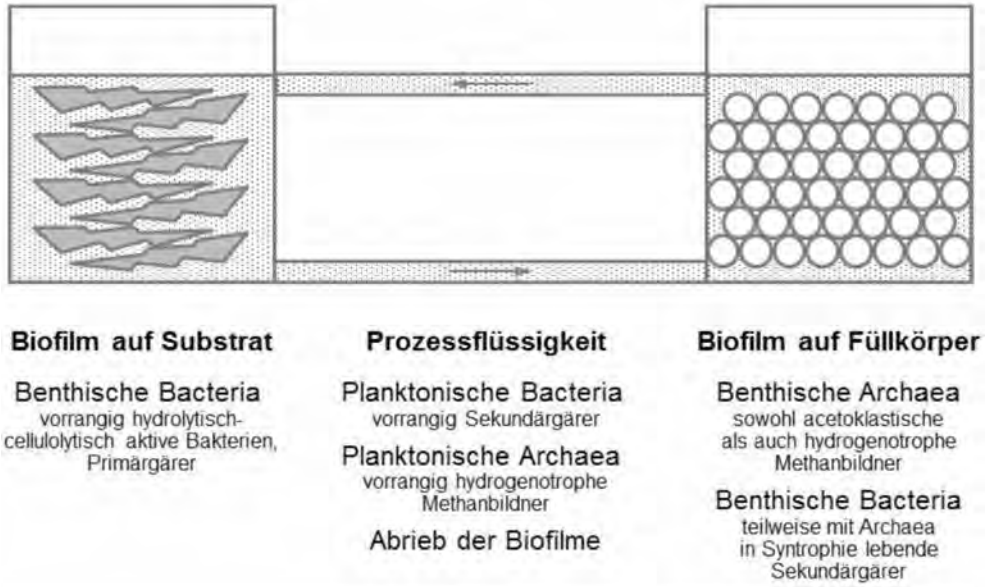


Abb. 2: Auftrennung der Abbauphasen und damit auch der entsprechend spezialisierten mikrobiellen Lebensgemeinschaften im zweiphasigen, zweistufigen Biogasreaktor. Links ist die Hydrolysestufe, rechts der Anaerobfilter dargestellt; der Betrieb eines solchen Systems erfordert in der Regel zusätzlich einen Perkolatspeicher, welcher hier nicht dargestellt ist (Verteilung der methanogenen Archaea aus Klocke et al. 2008)

überführt, welcher zweckmäßigerweise ein Festbettreaktor (Anaerobfilter, AF) gefüllt mit Aufwuchsträgern zur Oberflächenvergrößerung sein sollte. Auf diesen Aufwuchskörpern können sich nun verstärkt solche sessilen Mikroorganismen ansiedeln, denen im einstufigen Rührkesselreaktor nur vergleichsweise wenige Oberflächen zur Verfügung stehen.

Aufgrund der zwischen den 2 Reaktorstufen unterschiedlichen Beschaffenheit des Gärsubstrats, festes Pflanzenmaterial und flüssige Prozessflüssigkeit, wird dieses System auch als zweiphasig charakterisiert. Gelegentlich wird dieser Begriff auch auf die räumliche Trennung der Abbauphasen Hydrolyse/Acidogenese (1. Fermenterstufe) und Methanogenese (2. Fermenterstufe) bezogen. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass sich ohne weitere verfahrenstechnische Maßnahmen grundsätzlich keine vollständige Trennung der Abbauphasen erreichen lässt (Muha et al. 2013). Aufgrund der eingangs erwähnten syntrophen Beziehungen zwischen den Mikroorganismen ist allerdings auch fraglich, ob eine solche strikte Trennung überhaupt mikrobiologisch und somit letzten Endes auch ökonomisch sinnvoll ist.

Wesentlicher Vorteil eines zweistufigen, zweiphasigen Biogasreaktorsystems ist, dass die beiden Reaktorstufen entsprechend der Anforderungen der jeweiligen mikrobiellen Biozönose optimiert werden können (Schönberg und Linke 2012). So lassen sich z. B. beide Fermenterstufen getrennt temperieren. Ebenfalls kann der pH-Wert und der Nährstoffeintrag reguliert werden. In dem in dieser Studie untersuchten System wurden beide Stufen thermophil bei 55 °C betrieben. In dem LBR lag ein neutraler pH-Wert (Mittelwert 7,4) vor. Der pH-Wert im AF war etwas alkalischer (Mittelwert 7,8). Als ausschließliches Gärsubstrat wurde eine Mischung von Roggensilage und Gerstenstroh im ungefähren Verhältnis 10 : 1 bezogen auf die Frischmasse verwendet. Die Verweilzeit des Gärsubstrats im LBR betrug 21 Tage. Weitere Details zu dem Fermentationsregime finden sich in Rademacher et al. (2012a,b) sowie Schönberg und Linke (2012). Die Effizienz eines solchen Systems lässt sich u. a. daran erkennen, dass das AF-Biogas wesentlich mehr mit Methan angereichert ist als „normales“ Biogas. Für ein vergleichbares System, allerdings mit der Kombination thermophiler LBR (55 °C) und mesophiler AF (37 °C), konnte im AF-Biogas eine Methankonzentration von durchschnittlich 85 Vol.-% erzielt werden (Schönberg und Linke 2012). Gleichzeitig wurden im LBR Abbauraten von 69 % für Cellulose bzw. 92 % für Hemicellulose erreicht.

4 Ausbildung von Biofilmen

In beiden Fermenterstufen tragen mikrobielle Biofilme entscheidend zu den Abbauleistungen bei. In den Biofilmen auf der Oberfläche des pflanzlichen Gärsubstrats überwiegen dabei Vertreter der Gattung *Clostridium* (Abb. 3, links). In einer kultivierungsunab-

hängigen Analyse des mikrobiellen Metagenoms eines solchen Biofilms konnten über 57 % aller identifizierbaren DNA-Sequenzen dieser Gattung zugeordnet werden (Rademacher et al. 2012b).

Innerhalb der Gattung *Clostridium* sind verschiedene Arten bekannt, welche in der Lage sind, Cellulose extrazellulär aufzuschließen (Schwarz 2001). Die wohl am besten untersuchte Art ist *C. thermocellum*, welche an thermophile Bedingungen angepasst ist. Ebenfalls finden sich in dieser Gattung sekundäre Gärer wie *C. ultunense*, die in syntrophen Lebensgemeinschaften mit hydrogenotrophen Methanbildnern leben (Schnürer et al. 1996). Weitere syntrophe Arten sind für die Gattung *Thermotoga* und die Familie Thermoanaerobacteraceae beschrieben (Hattori et al. 2000, Balk et al. 2002).

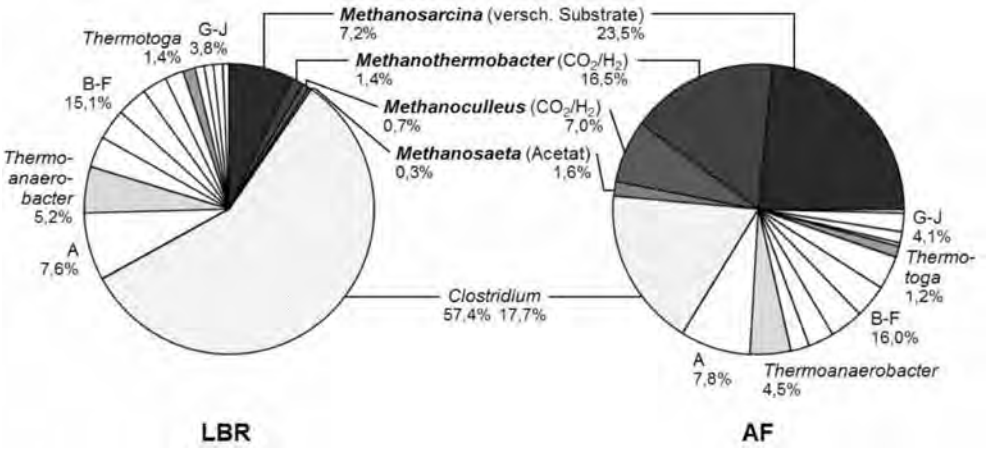


Abb. 3: Struktur des mikrobiellen Aufwuchses auf dem Gärsubstrat in der thermophilen Hydrolysestufe (links, LBR) und auf den Aufwuchsträgern in dem thermophilen Anaerobfilter (rechts, AF). Dargestellt ist der prozentuale Anteil der in dem mikrobiellen Metagenom identifizierten mikrobiellen Gattungen. Für das Metagenom wurden 303.493 (LBR) bzw. 248.775 (AF) DNA-Sequenzen mit einer durchschnittlichen Länge von ca. 395 bp ausgewertet. Mittels CARMA-Software (Krause et al. 2008) konnten davon im Falle des LBR 88.738 Sequenzen (= 29 %) identifiziert werden. Für 71 % der Sequenzen fanden sich in den öffentlich zugänglichen Genbanken keine Entsprechungen. Für den AF konnten 75.930 Sequenzen (= 30 %) identifiziert werden, wobei 70 % davon nicht identifiziert werden konnten. Die dargestellten prozentualen Werte sind relativ zu dem Anteil an identifizierbaren Sequenzen. Methanbildende Archaea sind fett dargestellt; in Klammern sind die jeweils genutzten Substrate für die Methanogenese aufgeführt. Bei den weiteren Mikroorganismen handelt es sich um fermentative Bacteria, wobei Gattungen mit bekannten mit Methanogenen in Syntrophie lebenden Bakterien oder mit enger Verwandtschaft zu solchen in der Abbildung besonders hervorgehoben wurden. Weitere Gattungen fermentativer Bacteria sind A: *Bacillus*, B: *Alkaliphilus*, C: Bacteroides, D: *Petrotoga*, E: *Syntrophomonas*, F: *Pelotomaculum*, G: *Caldicellulosiruptor*, H: *Desulfotomaculum*, I: *Moorella*, J: *Flavobacterium* (Originaldaten aus Rademacher et al. 2012b).

Wie die niedrigen Anteile an Methan in dem Biogas aus der Hydrolysestufe erwarten lassen, finden sich in dem Metagenom des cellulolytischen Biofilms wesentlich weniger DNA-Sequenzen für methanogene Archaea als für fermentative Bacteria (Rademacher et al. 2012b). Nur 10 % der identifizierbaren DNA-Sequenzen entfielen auf methanogene Arten. Den größten Anteil stellte mit 7 % die Gattung *Methanosarcina*. Die Vertreter dieser Gattung sind zumeist in der Lage, eine Vielzahl von Substraten insbesondere CO_2/H_2 und Acetat zur Synthese von Methan zu nutzen. Strikt hydrogenotrophe Gattungen wie *Methanothermobacter* und *Methanoculleus* und strikt acetoklastische Methanbildner wie *Methanosaeta* konnten dagegen nur selten nachgewiesen werden.

Im Unterschied dazu konnte in dem Anaerobfilter eine Anreicherung von methanogenen Archaea beobachtet werden (Abb. 3, rechts). 49 % aller in dem entsprechenden Metagenom identifizierbaren DNA-Sequenzen ließen sich Methanbildnern zuordnen (Rademacher et al. 2012b). Gegenüber dem cellulolytischen Biofilm wurden deutlich erhöhte Anteile sowohl für Generalisten wie *Methanosarcina* als auch für hydrogenotrophe Methanbildner wie *Methanothermobacter* und *Methanoculleus* gefunden. Seltener als im cellulotytischen Biofilm wurden dagegen Vertreter der Gattung *Clostridium* nachgewiesen. Der Anteil an *Clostridium*-Sequenzen lag in dem AF-Biofilm bei 18 % anstatt 57 % im LBR-Biofilm.

5 Genetisches Potenzial der Biofilme

Die Spezialisierung der Biofilme in dem untersuchten zweistufen Biogasreaktorsystem wird ebenfalls an deren genetischer Ausstattung sichtbar (Abb. 4). Eine Analyse der mikrobiellen Metagenome ergab, dass in dem Biofilm auf der Oberfläche der Gärsubstrate im Vergleich mit dem Biofilm im Anaerobfilter die Gene für solche Enzyme deutlich angereichert sind, welche direkt oder indirekt am Kohlenhydratabbau beteiligt sind. So lassen sich hier insbesondere DNA-Sequenzen mit Motiven für Xylanasen, Cellulasen, Glucanasen, Hydrolasen, Glucosidasen oder Galactosidasen bis zu dreißigmal häufiger nachweisen als in dem AF-Biofilm. Der LBR-Biofilm kann somit hinsichtlich seines genetischen Potenzials als „cellulolytischer Biofilm“ beschrieben werden.

Im Unterschied dazu lässt sich für den Biofilm im AF im mikrobiellen Metagenom eine Anreicherung von DNA-Sequenzen mit Motiven für die Methanogenese beobachten. Im Vergleich zu dem cellulolytischen Biofilm treten wesentlich häufiger Gensequenzen für alle an der Methanogenese beteiligten Enzyme auf, sowohl für den hydrogenotrophen wie auch für den acetoklastischen Weg (Abb. 4, unterer Teil). So ist z.B. das Motiv für die Methyl-Coenzym-M-Reduktase, welche in beiden Stoffwechselwegen die

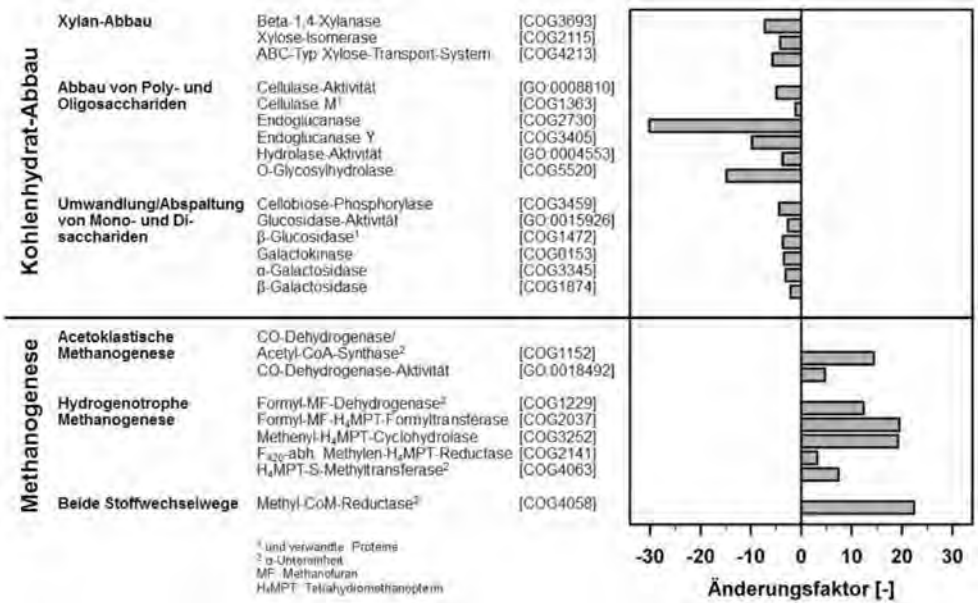


Abb. 4: Anreicherung von Genen für am anaeroben Abbau von Kohlenhydraten zu Methan beteiligten Enzymen in dem cellulolytischen Biofilm aus einer thermophilen Hydrolysestufe und dem methanogenen Biofilm aus einem thermophilen Anaerobfilter, basierend auf der Analyse der entsprechenden mikrobiellen Metagenome. Dargestellt ist der Änderungsfaktor als Quotient der relativen Häufigkeit von DNA-Sequenzen für das jeweiligen GO- bzw. COG-Motiv in den 2 untersuchten Metagenomen (Originaldaten aus Rademacher et al. 2012b).

Freisetzung von Methan katalysiert, in dem AF-Biofilm etwa zwanzigmal häufiger vertreten als in dem LBR-Biofilm.

6 Mikrobielle Dynamik während des Reaktorbetriebs

Während des Reaktorbetriebs kommt es in Folge des fortschreitenden Abbaus der Biomasse zu Verschiebungen innerhalb der mikrobiellen Gemeinschaft. Insbesondere die in der Flüssigphase lebenden Mikroorganismen sind stark von dem veränderten Nährstoffangebot betroffen (Abb. 5). Von der besseren Verfügbarkeit von kurzkettigen Fettsäuren (VFA) scheinen vor allem Sekundärgärer zu profitieren, während andere Mikroorganismen unter Umständen durch den niedrigeren pH-Wert inhibiert werden.

In Abbildung 5 könnte mit TRF 304 ein entsprechender Sekundärgärer nachgewiesen worden sein, während TRF 151 vielleicht eher ein cellulolytisch/hydrolytisch aktives Bakterium repräsentiert. Die DNA-Sequenz von TRF 151 zeigt 87–89 % Übereinstimmung mit *Clostridium* sp. [FJ808611] als nächst-verwandtem Eintrag in der NCBI-Genbank. Die

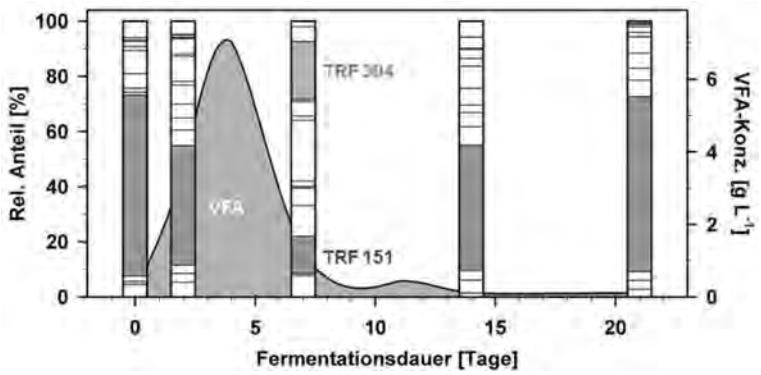


Abb. 5: Dynamik der bakteriellen Gemeinschaft während der Vergärung einer Charge Substrat (Roggensilage-Gerstenstroh-Mischung) in der Hydrolysestufe (LBR) eines zweistufigen thermophilen Biogasreaktors. Der Nachweis erfolgte kultivierungsunabhängig mittels eines molekularen Fingerabdruckverfahrens (*terminal restriction fragment length polymorphism*, TRFLP). Dargestellt sind der relative Anteil der ermittelten DNA-Fragmente (TRFs) sowie die Konzentration an kurzkettigen Fettsäuren (VFA, geglättete Kurve von einzelnen Messwerten) gemessen jeweils im LBR-Perkolat. Der relative Anteil der einzelnen TRFs ist ein Indiz für die jeweilige Zelldichte einer bestimmten Gruppe von Mikroorganismen. Herausgehoben sind die TRFs 151 (dunkelgrau) und 304 (hellgrau) (Originaldaten aus Rademacher et al. 2012a).

Sequenz von TRF 304 ist zu 89–91 % übereinstimmend mit *Defluviitalea* sp. [HQ020487]. Die hohe Unähnlichkeit zu bekannten Mikroorganismen von etwa 10 % auf Ebene der 16S rDNA Gens deutet darauf hin, dass es sich bei den detektierten Mikroorganismen um bislang unbekannte und noch nicht mikrobiologisch charakterisierte Arten handelt.

7 Ausblick

In dieser Studie wurde die Struktur der mikrobiellen Lebensgemeinschaften mittels kultivierungsunabhängiger Verfahren auf Basis der Ermittlung von Strukturunterschieden innerhalb der mikrobiellen DNA ermittelt. Im Unterschied zu klassischen Ansätzen, beruhend auf der Isolierung der Mikroorganismen in Laborkulturen, können bei einem DNA-basierten Ansatz auch die nicht beziehungsweise schwer kultivierbaren Mikroorganismen detektiert werden. Dementsprechend fällt insbesondere bei der Analyse mikrobieller Metagenome der hohe Anteil an nicht identifizierbaren, also unbekannten und neuartigen DNA-Sequenzen auf. Im Falle der hier beschriebenen thermophilen Biofilme lag deren Anteil jeweils bei etwa 70 %. Hierfür sind verschiedene Ursachen denkbar: (1) Die Länge der untersuchten DNA-Sequenzen ist mit durchschnittlich 395 bp zu kurz. (2) Der für die bioinformatische Auswertung benutzte Algorithmus (CARMA) ist nicht optimal. (3) In den öffentlichen Genbanken sind zu wenig DNA- und Protein-Sequenzen für Mikroorganismen aus anaeroben Habitaten hinterlegt. Aufgrund des technologischen

Fortschritts ist aber absehbar, dass diese Problematiken in den nächsten Jahren gelöst werden, sodass wesentlich mehr DNA-Sequenzen aus Metagenom-Studien bestimmten Mikroorganismen beziehungsweise funktionellen Genen zugeordnet werden können (Gerlach und Stoye 2011, Klindworth et al. 2013).

Bislang konzentriert sich die mikrobiologische Forschung auf die Erfassung der Auswirkung abiotischer Faktoren auf die Biogas-Mikrobiologie. Mit der fortschreitenden Kenntnis des genetischen Potenzials der in einem Biogasfermenter lebenden Mikroorganismen wird darüber hinaus zunehmend auch die Analyse biotischer Einflussgrößen in einem Fermenter möglich. In Analogie zu anderen Habitaten ist zu erwarten, dass die Struktur der mikrobiellen Gemeinschaft auch durch endogen gebildete mikrobielle Signal- oder, vielleicht sogar wichtiger, Hemmstoffe wie z. B. Antibiotika, Bacteriocine oder Toxine beeinflusst wird. Über den Einfluss solcher biologischer Mechanismen auf die Reaktorleistung kann derzeit nur spekuliert werden.

Literatur

Balk, M.; Weijma, J.; Stams, A.J.M. (2002): Thermotoga lettingae sp nov., a novel thermophilic, methanol-degrading bacterium isolated from a thermophilic anaerobic reactor. Int. J. Syst. Evol. Microbiol. 52, S. 1361–1368

Gerlach, W.; Stoye, J. (2011): Taxonomic classification of metagenomic shotgun sequences with CARMA3. Nucleic Acids Res. 39, S. e91

Hattori, S.; Kamagata, Y.; Hanada, S.; Shoun, H. (2000): Thermacetogenium phaeum gen. nov., sp nov., a strictly anaerobic, thermophilic, syntrophic acetate-oxidizing bacterium. Int. J. Syst. Evol. Microbiol. 50, S. 1601–1609

Klocke, M.; Mundt, K.; Nettmann, E.; Souidi, K.; Bergmann, I.; Mumme, J.; Schönberg, M.; Linke, B. (2008): Diversity of methanogenic Archaea in silage-utilizing two-phase biogas reactors. Proceedings AgEng2008, no. P-144 (Conference Proceedings CD: 1143216).

Klindworth, A.; Pruesse, E.; Schweer, T.; Peplies, J.; Quast, C.; Horn, M.; Glöckner F.O. (2013): Evaluation of general 16S ribosomal RNA gene PCR primers for classical and next-generation sequencing-based diversity studies. Nucleic Acids Res. 41, S. e1

Krause, L.; Diaz, N.N.; Goesmann, A.; Kelley, S.; Nattkemper, T.W.; Rohwer, F.; Edwards, R.A.; Stoye, J. (2008) Phylogenetic classification of short environmental DNA fragments. Nucleic Acids Res. 36, S. 2230–2239

Muha, I.; Zielonka, S.; Lemmer, A.; Schönberg, M.; Linke, B.; Grillo, A.; Wittum, G. (2013): Do two-phase biogas plants separate anaerobic digestion phases? - A mathematical model for the distribution of anaerobic digestion phases among reactor stages. Biores. Technol. 132, S. 414–418

Rademacher, A.; Nolte, C.; Schönberg, M.; Klocke, M. (2012a): Temperature increases from 55 to 75 °C in a two-phase biogas reactor result in fundamental alterations within the bacterial and archaeal community structure. Appl. Microbiol. Biotechnol. 96, S. 565–576

Rademacher, A.; Zakrzewski, M.; Schlüter, A.; Schönberg, M.; Szczepanowski, R.; Goesmann, A.; Pühler, A.; Klocke, M. (2012b): Characterization of microbial biofilms in a thermophilic biogas system by high-throughput metagenome sequencing. FEMS Microbiol. Ecol. 79, S. 785–799

Schnürer, A.; Schink, B.; Svensson, B.H. (1996): Clostridium ultunense sp nov, a mesophilic bacterium oxidizing acetate in syntrophic association with a hydrogenotrophic methanogenic bacterium. Int. J. Syst. Evol. Microbiol. 46, S. 1145–1152

Schönberg, M.; Linke, B. (2012): The influence of the temperature regime on the formation of methane in a two-phase anaerobic digestion process. Eng. Life Sci. 12, S. 279–286

Schwarz, W.H. (2001): The cellulosome and cellulose degradation by anaerobic bacteria. Appl. Microbiol. Biotechnol. 56, S. 634–649

Danksagung

Die Arbeiten wurden im Rahmen der BioEnergie2021-Initiative des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03SF0349C gefördert.

Methanertrag aus Biomasse – Übertragbarkeit von Laborergebnissen auf die Praxis

Hans Oechnser, Mark Paterson

1 Wozu werden Gärtests benötigt?

Die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen wird maßgeblich durch die Substratkosten bestimmt. Etwa 40 % bis 60 % der Jahreskosten einer NawaRo-Biogasanlage entfallen auf die Substratbeschaffung. Daher ist es unerlässlich, bereits bei der Planung einer Biogasanlage mit Standardzahlen zu kalkulieren. Neben den Daten zum spezifischen Methanertrag sind aber auch weitere Informationen zum eingesetzten Gärsubstrat erforderlich. Vor allem der Flächenertrag an Frischmasse, der Trockenmasseertrag und die Qualität des jeweiligen Futters üben einen erheblichen Einfluss auf die erzielbare Methanmenge aus.

Prinzipiell korreliert der Gehalt an Kohlenhydraten, Fetten und Eiweiß direkt mit dem Energieinhalt des verwendeten Substrates und sollte eigentlich als Berechnungsbasis für die Bestimmung des Methanertrages ausreichen. Zu dieser Abschätzung gibt es auch eine Reihe von Methoden. Angefangen mit der Kalkulation von Buswell (1936), der auf der Basis der Elementarzusammensetzung des Substrates den Biogasertrag und den Methan- und Kohlendioxidgehalt im Biogas abschätzte, wurden über die Bestimmung der Nährstoffzusammensetzung von Baserga (1998) und später Keymer und Schilcher (1999) Berechnungen vorgenommen. Diese Abschätzungen ergaben eine relativ gute Annäherung an den erzielbaren Methanertrag, wie er über Batch-Versuche nachgewiesen werden kann. Wie Czepuck et al. (2006) bei Vergleichsuntersuchungen belegte, weichen die Ergebnisse jedoch um 10 % bis 20 % vom gemessenen Wert im Biogasertragstest ab. Da sich die Pflanzenmasse aus sehr unterschiedlichen Nährstoffkombinationen zusammensetzt, führen auch weitere Abschätzungsformeln, z.B. nach Amon et al. (2003) und Kaiser (2007), sowie die Laborbestimmung des FoTS-Wertes (fermentierbare organische Trockensubstanz) (Weissbach 2012) nur bedingt zu zuverlässigen Ergebnissen.

Vor allem die unterschiedliche Zusammensetzung der Kohlenhydratfraktion und deren extrem unterschiedliche Verdaulichkeit wirken sich deutlich auf die Abbaubarkeit, die Abbaukinetik und schließlich die erzielbare Gasausbeute aus. Während Stärke als Energiespeicher der Pflanze in ca. 5 Tagen vollständig zu Biogas umgewandelt werden kann, ist die Umsetzung der pflanzlichen Stützgewebe wie Hemicellulose und Cellulose deutlich verlangsamt. Speziell wenn ein hoher Anteil von Lignocellulosekomplexen vorhanden ist, wirkt sich dies negativ auf den Methanertrag der gesamten Biomasse und

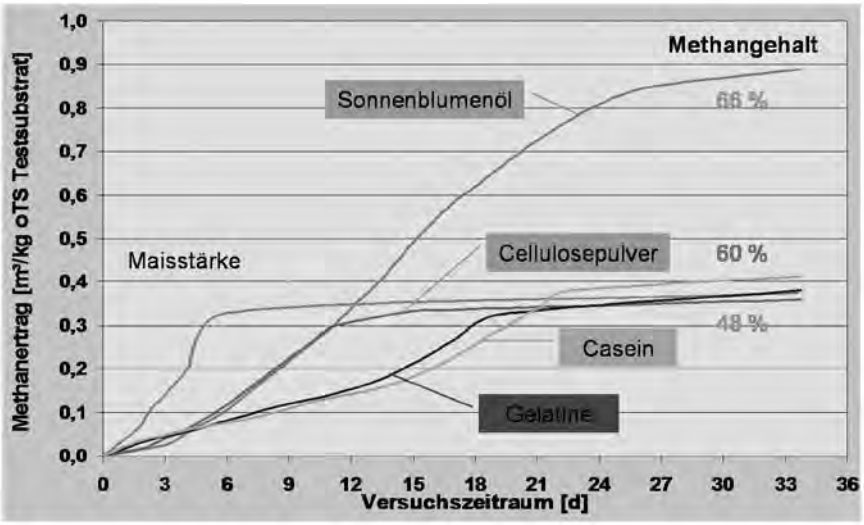


Abb. 1: Methanerträge und Bildungskinetik unterschiedlicher Nährstofffraktionen (Czepuck et al. 2006)

deren Abbaubarkeit aus. Daher ist zur genauen Bestimmung des Methanertrages von Pflanzenmasse ein Gärtest die exakteste und zu empfehlende Methode.

2 Faustzahlen zum Methanertrag von Standardsubstraten

Für die Verwendung von Standardsubstraten existieren inzwischen zahlreiche Gasertragsrichtwerte beim KTBL, die mithilfe einer Vielzahl von Einzelergebnissen mehrerer namhafter Labore und Forschungseinrichtungen zusammengetragen wurden (KTBL 2010). Diese Richtwerte sind in der Regel für die Auslegung und Planung von Biogasanlagen äußerst hilfreich und sehr gut nutzbar.

Hierbei muss allerdings beachtet werden, dass je nach Standort, Sorte, Vegetationsverlauf des Jahres, Erntezeitpunkt und Lagerung/Silierung zum Teil deutliche Abweichungen von den Standardwerten möglich sind. Daher ist für die Bestimmung des Methanertrages in vielen Fällen die Laboranalyse im Biogaslabor zweckmäßig.

3 Richtlinien zur Durchführung von Gärversuchen

Mit zunehmender Bedeutung der Verwendung von trockensubstanzreichen Substraten wie NawaRo (nachwachsende Rohstoffe) als Futter für Biogasanlagen wurde es wichtig, eine angepasste Methode zur Bestimmung des Methanertrages zu entwickeln. Dies ist in

der VDI-Richtlinie 4630 (VDI 2006) sehr gut gelungen, in der sowohl die Vorgehensweise zur Durchführung von Batch- als auch von Durchflussversuchen beschrieben ist. Sie basiert auf der DIN 38414, die ausschließlich für die Untersuchung von Klärschlämmen (TS-armes Substrat) entwickelt war. Inzwischen wurde die VDI-Richtlinie überarbeitet und um eine Methodenvorschrift zur Bestimmung des Restgaspotenzials von Gärresten ergänzt (der Gründruck dieser Richtlinie soll Ende 2013 erscheinen). Von der KTBL-Arbeitsgruppe „Ringversuche" wurde zusammen mit dem VDLUFA (Verband deutscher landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten) die VDLUFA-Methodenvorschrift zur „Bestimmung der Biogas- und Methanausbeute in Gärtests" (VDLUFA 2011) entwickelt, die etwas vereinfacht die wichtigsten Kriterien zur Durchführung von Gärtests zusammenstellt. Das Ziel dieser Methode ist, die Qualitätssicherung von Laborversuchen zum Biogasertrag zu verbessern.

In den Vorschriften ist festgelegt, dass ein Minimum an Versuchsbedingungen erfüllt sein muss:

- Verwendung geeigneter, gasdichter und temperierter „Kleinfermenter"
- Verwendung eines geeigneten Inokulums (entweder speziell gezüchtet oder gärfähiges Material aus Praxisbiogasfermentern; Aushungern des Inokulum vor dem Start),
- Mischungsverhältnis aus Inokulum und Gärsubstrat (oTS-bezogen) im Verhältnis 2 : 1, um eine ausreichende Pufferkapazität im Gäransatz vorzufinden
- Inokulum parallel als Nullprobe vergären
- mindestens ein Standardsubstrat mitvergären, z. B. mikrokristalline Cellulose oder laborinterne Standards
- Gärtemperatur in der Regel bei 37 ± 2 °C
- möglichst häufig die Biogasbildung messen und bei jeder Gasentnahme den Methananteil bestimmen
- mindestens 25 Tage Gärdauer; Abbruchkriterium für den Versuchsansatz, wenn an mindestens 3 aufeinanderfolgenden Tagen weniger als 0,5 % der bisher gebildeten Gasmenge entsteht
- Bezug des Methanertrages auf den oTS-Input im Testsubstrat
- bei Verwendung von Silagen oder Substraten mit flüchtigen Bestandteilen (Gärsäuren, Alkohole) muss der Wert des oTS-Gehaltes korrigiert werden (Mukengele et al. 2006)
- Normierung der Gasproduktion (0 °C, 1013 hPa); Berücksichtigung von Wasserdampf

Bei der Auswertung wird die Eigenproduktion des Inokulums an Biogas/Methan von der Gesamtproduktion abgezogen, um nur den Biogas-/Methanertrag der untersuchten Probe ermitteln zu können. Die über den Untersuchungsverlauf entstehende Biogas-/Methanmenge wird als Summenkurve dargestellt.

4 Ringversuche zur Absicherung der Untersuchungsqualität

Inzwischen bieten in Deutschland mindestens 40 Labore Untersuchungen zur Bestimmung des Methanertrages von Substratproben an. Unter diesen Laboren sind sehr erfahrene und auch weniger erfahrene vertreten, womit auch die Gefahr verbunden ist, dass sich aufgrund der komplexen und vielstufigen Versuchsabläufe Fehler einschleichen. In Veröffentlichungen weichen daher die angegebenen Methanerträge mitunter deutlich voneinander ab.

Aus diesem Grunde wurde eine KTBL-Arbeitsgruppe einberufen, über die in Zusammenarbeit mit der VDLUFA-NIRS GmbH und mit finanzieller Unterstützung des BMELV, Ringversuche für Biogaslabore durchgeführt wurden. Bisher fanden 4 Durchläufe statt, der fünfte Durchlauf wird noch im Jahr 2013 starten. Die Zahl der teilnehmenden Labore ist von 2006 (17 Labore) bis zum Jahr 2011 (33 Labore) kontinuierlich gestiegen. Durch die Auswertung der Versuchsergebnisse und einer umfangreichen Beschreibung der Methode sowie einer detaillierten Fehleranalyse hatten die Beteiligten die Möglichkeit, Fehler in ihrem eigenen Vorgehen zu erkennen und auszumerzen. Alle beteiligten Labore hatten die Vorgabe, sich bei der Versuchsdurchführung an die Vorgaben der VDI-Richtlinie 4630 bzw. der VDLUFA-Methodenvorschrift zu halten. Als Standard-Gärsubstrat wurde bei jedem Durchlauf mikrokristalline Cellulose verwendet. Die übrigen verwendeten Gärsubstrate sollten die übliche Palette der Substratvariation aus der Praxis abdecken. In allen Durchgängen wurde identisches Probenmaterial an alle Labore verschickt. Es handelte sich um gequetschtes Weizenkorn, getrockneten Mais, getrocknetes Gras, Maissilage, Grassilage und Rapspresskuchen. Bei der Versendung von frischen Silagen waren auch Einflüsse der Probenlagerung und Probenhomogenisierung auf das Endergebnis möglich.

Auffällig war beim ersten Durchlauf im Jahr 2006, dass die Ergebnisse für Cellulose, obwohl es sich hierbei um ein standardisiertes und sehr homogenes Testsubstrat handelte, eine relativ breite Streuung aufwiesen. So lag der Vergleichs-Variationskoeffizient des Methanertrages zwischen den Laboren bei 19,5 %. Es wurde beim Vergleich des Versuchsaufbaus und der Ergebnisse deutlich, dass die Abweichungen nicht auf die Art und Größe der jeweiligen Versuchseinrichtungen zurückzuführen waren. Vielmehr spielte die Genauigkeit von Methanmessgeräten, deren regelmäßige Kalibrierung, die rechnerische Auswertung unter Berücksichtigung der Bezugsgrößen für Normbedingungen und Berücksichtigung der Wasserdampfkorrektur bei Abweichungen eine deutlich erkennbarere Rolle. In den Folgejahren konnten trotz steigender Anforderungen an die Messungen und Erweiterung der teilnehmenden Labore dank der intensiven Abstimmung und der gemeinsamen Analyse von Fehlerquellen bessere Ergebnisse erzielt werden. In den Jahren 2007 und 2008 wurde der Vergleichs-Variationskoeffizient zwischen

den Laboren auf 12,7 bzw. 8,4 % verbessert. Im Jahr 2011 wurde mit einem Vergleichs-Variationskoeffizient von 4,0 % eine weitere Qualitätssteigerung erreicht. Auch bei der Untersuchung der anderen Substrate konnte diese Verbesserung nachvollzogen werden. Nur wenige Labore erreichten nicht die vorgegebene Genauigkeit.

5 Einfluss der Betriebsweise – Übertragung von Batch- auf Durchflussbetrieb

Mit Ausnahme weniger Systeme werden Biogasanlagen in der Praxis nicht als Batch, sondern als Durchflusssystem betrieben, bei denen dem Fermenter mehrmals täglich frisches Gärsubstrat zugegeben wird. Dies hat zur Folge, dass die Prozessschritte zum anaeroben Abbau organischer Substanz parallel und gleichzeitig ablaufen. Während beim Batchbetrieb über den Versuchsablauf eine deutliche Veränderung der Zusammensetzung des Biogases erkennbar wird, kann beim kontinuierlichen Betrieb kaum mehr ein Unterschied in der Gasqualität über den Tagesverlauf gemessen werden. Hinzu kommt, dass bei volldurchmischten Fermentern, aber auch bei den sogenannten Pfropfenstromfermentern, in enger Korrelation mit der hydraulischen Verweilzeit des Substrates im Fermenter sowie mit der Fermentergeometrie und der Beschickungshäufigkeit, immer auch gewisse Teile von frischem oder nur teilweise abgebautem Substrat den Fermenter vor Ablauf der hydraulischen Verweilzeit verlassen. Dies erfolgt auch bevor deren gesamtes Methanertragspotenzial ausgeschöpft ist, was somit Auswirkungen auf den erzielten Methanertrag hat.

Bei Batchsystemen wird dagegen bis zum fast vollständigen Abklingen des Gärprozesses gewartet. Aus diesem Grund sind bei der Übertragung von Batcergebnissen auf den Durchflussbetrieb Abweichungen zu erwarten. Da heutige Biogasanlagen, zum Teil auch aufgrund gesetzlicher Vorgaben, mit sehr langen hydraulischen Verweilzeiten ausgestattet sind und zum Teil in Kaskadenanordnung betrieben werden, kann das Methanertragspotenzial möglicherweise vollständig ausgenutzt werden. Methanertragspotenziale könnten dann auf gleichem Niveau liegen, wie über Batchversuche ermittelte Methanerträge. Durch die Bestimmung des Restgaspotenzials im Überlauf von Biogasfermentern kann relativ gut überprüft werden, wie weit das eingesetzte Gärsubstrat ausgenutzt ist bzw. ob noch ein Energiepotenzial vorhanden ist. In Untersuchungen an verschiedenen Praxisbiogasanlagen und bei Beprobungen von Fermenterkaskaden konnte belegt werden, dass das Restgaspotenzial mit der hydraulischen Verweilzeit und den Kaskaden korreliert (Oechsner et al. 2006). In der Regel war bei Verweilzeiten der Fermenter (ggf. inkl. Nachgärer) über 100 Tage nur noch ein sehr niedriges Restgaspotenzial (< 5 % bei Bestimmung des Restgaspotenzials bei mesophiler Temperatur) mess-

bar. Untersuchungsergebnisse der beiden Bundesmessprogramme (FNR 2005, FNR 2009) bestätigen diese Aussagen.

In einem umfangreichen Versuch an der Universität Hohenheim wurden verschiedene Gärsubstrate in einer Kombination aus Batchtests und kontinuierlichen Versuchen im Biogaslabor unter Bestimmung des Restgaspotenzials des Fermenterüberlaufs untersucht. Bei diesen Untersuchungen wurden Maissilage, gemahlenes Weizenkorn und eine Mischung aus beiden Substraten vergoren. Die Energiepflanzen wurden bei 60 °C schonend getrocknet und gemahlen. Die Substrate wurden mit Flüssigmist (17 % oTS-Anteil) ergänzt, um stabile Betriebsbedingungen zu ermöglichen. Flüssigmist wurde auch alleine als Kontrollvariante vergoren. Im Durchflussbetrieb waren insgesamt 15 Horizontal-Fermenter (je 17 l Nutzvolumen) bei 2 Raumbelastungen (2,5 und 4,0 kg oTS/m^3 FV und d) im Einsatz. Die hydraulische Verweilzeit in den Durchflussfermentern betrug 35 Tage bei einer Gärtemperatur von 37 °C ± 2 °C. Je Variation waren 2 Wiederholungen (Flüssigmist 1 WH) angesetzt und die Versuche dauerten über 123 Tage, also mehr als 3 Verweilzeiten. Neben der Biogas- und Methanmenge wurden auch der Gehalt an flüchtigen Fettsäuren und der FOS/TAC-Wert regelmäßig überwacht.

Der Fermenterbetrieb war bei allen untersuchten Varianten sehr stabil. Lediglich bei der Maissilage mit Raumbelastung von 4 kg oTS/m^3 und Tag zeigte sich ab dem 67. Versuchstag ein Anstieg der Fettsäuren (HAC) bis auf maximal 6 500 mg/l und ein leichtes, aber unbedenkliches Absinken des pH-Wertes auf 7,2. Alle anderen Varianten liefen sehr stabil (pH-Werte 7,4 bis 7,6) (Mukengele et al. 2006).

Der Auslauf (Gärrest) der Durchflussfermenter wurde gegen Ende des Versuches (105., 108. und 115. Tag) gesammelt, um das Restmethanpotenzial im Hohenheimer Biogasertragstest (HBT) bei einer Gärtemperatur von 37 °C über 35 Tage zu bestimmen. Außerdem wurde der Methanertrag der als Futter verwendeten Gärsubstrate im HBT bei 37 °C über eine Gärdauer von 35 Tagen standardmäßig bestimmt. Dabei ergaben sich relativ hohe Methanerträge zwischen 0,377 und 0,399 Nm^3 Methan je kg oTS. Bei der bombenkalorimetrischen Bestimmung des Heizwertes wurden Werte zwischen 4,7 und 5,3 kWh/kg oTS gemessen.

In Abbildung 2 ist eine Bilanzierung der verschiedenen Versuchsansätze dargestellt. Es zeigt sich, dass bei hoher Raumbelastung (BR 4) im Durchflussbetrieb, besonders bei Maissilage, weniger Methanertrag (81,0 % des HBT-Potenzials) erzielt werden kann als bei niedriger Raumbelastung (89,5 % bei BR 2,5). Dies ist auch bei Getreide tendenziell erkennbar, aufgrund der sehr guten Abbaubarkeit von gemahlenem Getreidekorn fällt dies allerdings kaum ins Gewicht (89,7 % bzw. 91,2 %).

Es wird deutlich, dass sich beim Addieren der Werte des Restgaspotenzials zu den Erträgen aus dem Durchflussversuch bei allen Varianten eine fast vollständig ausgeglichene Bilanz ergibt. In der Summe ergeben sich Werte zwischen 98,7 und 101,1 %.

Damit kann belegt werden, dass die Ergebnisse aus Batchversuchen relativ gut auf Durchflussversuche übertragen werden können. Es ist allerdings unbedingt zu beachten, dass ein Teil des Methanpotenzials über den Gärrest aus dem Fermenter gespült wird. Dies ist besonders bei kurzen Verweilzeiten, wie in dem dargestellten Beispiel (35 Tage), auffällig. Bei der Erfassung des Restgaspotenzials kann die fehlende Methanmenge nachgewiesen werden. Bei der Übertragung der Ergebnisse auf Praxisbiogasanlagen, mit Verweilzeiten über 100 Tage und Reihenschaltung mehrerer Fermenter, ist dies nicht zu erwarten.

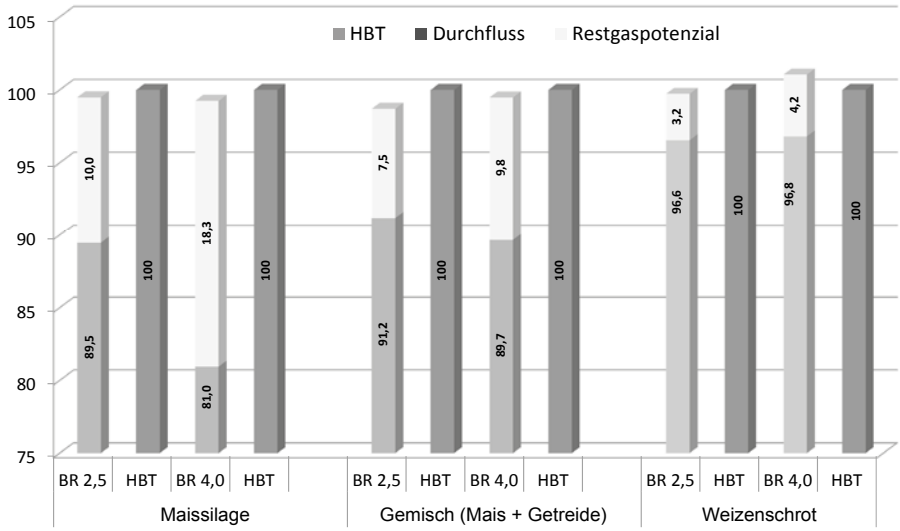


Abb. 2: Methanerträge aus einem Durchflussversuch mit anschließender Bestimmung des Restmethanpotenzials im Vergleich zu den Methanerträgen aus Batchtests im HBT-Verfahren – vergleichende Darstellung

6 Übertragbarkeit der Batchergebnisse auf Praxisanlagen

Mögliche Ursachen für Abweichungen in den Gaserträgen zwischen Labor und Praxis sind in den unterschiedlichen Gärbedingungen (wie z. B. der Raumbelastung) oder der in der Praxis „unvorhersehbaren“ Einflüsse auf biologische Prozesse begründet. Eine Übersicht ausgewählter Verfahrensunterschiede zwischen Batch-Versuchsaufbauten und Biogasanlagen zeigt folgende Tabelle 1.

Tab. 1: Ausgewählte Verfahrensunterschiede zwischen Batchversuchsaufbauten und Biogasanlagen

Paramater	Batchversuch	Biogasanlage
Gärvolumen	100 ml – 15 l	> 2000 m^3
Betriebsweise	kein Austausch von Material	täglicher Austausch von Material, Substratrückführung möglich
Biologischer Prozess	Stufen des Prozesses laufen nacheinander ab	Stufen laufen gleichzeitig ab
Raumbelastung	bis zu 50 g oTS/l zu Beginn des Versuchs	2–5 g oTS/l und Tag
Verweilzeit	35 Tage	bis > 100 Tage, z. T. Fermenterkaskaden
Substrate	in der Regel Einzelsubstrat, repräsentativ, homogenisiert	meist Substratmischung mit unterschiedlicher Zusammensetzung
Messverfahren	exakte Wiegung möglich, genaue Bestimmung der Biogasmenge und Qualität	Wiegeeinrichtung ungenau, Gaszähler nicht geeicht und häufig ungenau, Gasqualität oft nicht erfasst

In der Auslegung von Biogasanlagen spielt das Verhältnis von Fermentergröße und Raumbelastung zur angestrebten Blockheizkraftwerk(BHKW)-Leistung eine wichtige Rolle. Im Anlagenmanagement ist die tägliche Substratzufuhr durch die verwendeten Substrate und deren Gaserträge ausschlaggebend. Unsicherheiten, die sich aus der Durchführung von Gärversuchen sowie deren Auswertung und Übertragbarkeit auf Praxisanlagen ergeben, haben somit große Auswirkungen auf alle genannten Faktoren der Biogaserzeugung (KTBL 2011).

Mögliche Abweichungen von den Richtwerten können aus den Substraten resultieren, da sie in großen Mengen für die Biogasanlage benötigt werden und ihre Substrateigenschaften je nach Sorte, Erntezeitpunkt und Anbaujahr variieren können. Das Substrat verändert z. B. auch seine Zusammensetzung (TS-/oTS-Gehalt, Gehalt an Gärsäuren, pH-Wert etc.) im Fahrsilio über die Lagerdauer. Die Bestimmung der Substratinputmenge ist trotz vorhandener Wiegeeinrichtungen schwierig, da die Waagen häufig nicht die erforderliche Genauigkeit aufweisen, es zu Brückenbildung zwischen Mischbehälter und Eintragsschnecken kommt und da die Einzelsubstrate oft nicht separat und exakt erfasst werden. Die Menge an Flüssigmist und anderen Flüssigkeiten (Regenwasser, Silosickersaft) wird häufig nicht erfasst.

Im Fermenter wirken sich auch prozessbedingte Faktoren wie die Mischung der Substrate, deren Gehalt an Nährstoffen, besonders an Spurennährstoffen, das biologische Milieu im Fermenter, die Verweilzeit und die Raumbelastung auf die Methanausbeute aus.

Wie auch bei der Durchführung von Messprogrammen, z. B. bei den Bundesmessprogrammen I und II (FNR 2005, FNR 2009) festgestellt werden musste, bestehen in der Praxis z. T. erhebliche Probleme bei der Bestimmung des Biogasertrages und besonders auch

der Biogasqualität. Häufig wird wegen fehlender Gaszähler der Stromertrag gemessen und über den elektrischen Wirkungsgrad des BHKW abgeschätzt. Hierbei muss auch der tatsächliche Zündölanteil und möglicherweise über die Zähler laufende Eigenstromverbraucher berücksichtigt werden. Meist wird bei der Angabe von Praxismessdaten keine Umrechnung auf Normbedingungen vorgenommen. Dies kann eine Überschätzung des Gasvolumens um bis zu 20 % verursachen.

7 Praxisdaten und Batchtests

Ein Vergleich zwischen den Gaserträgen aus Labor und Praxis kann anhand der Substratausnutzung von über 1 850 untersuchten Biogasanlagen der Fa. Bioreact GmbH betrachtet werden. Ein Vergleich der tatsächlichen Substratausnutzung dieser Anlagen mit dessen theoretischen Ertragswerten gemäß KTBL-Richtwerte (= 100 %; Datenbasis: KTBL 2005) zeigt, dass im Durchschnitt aller betrachteten Biogasanlagen und über alle Substrate hinweg die KTBL-Richtwerte überwiegend erreicht wurden (Abb. 3). In einer Spanne von ± 10 % zum Richtwert findet sich die Substratausnutzung von rund der 54 % Anlagen und im Bereich von ± 20 % sogar 82 % aller untersuchten Anlagen wieder.

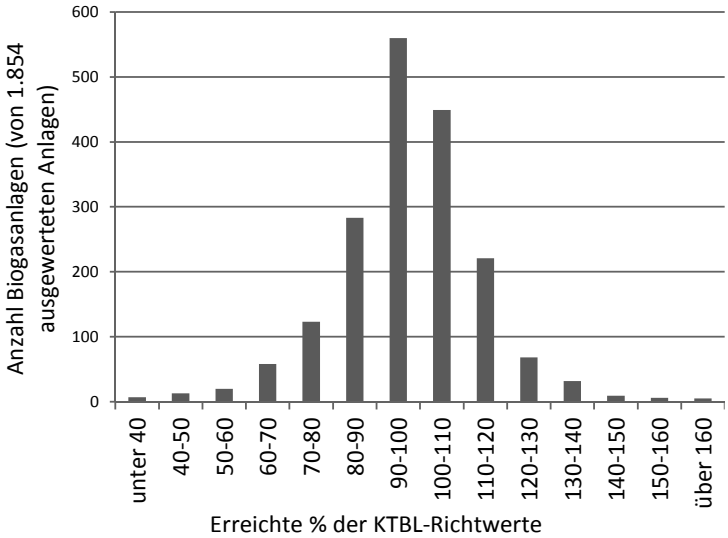


Abb. 3: Relative Substratausnutzung von 1 850 untersuchten Biogasanlagen bezogen auf KTBL-Richtwerte (Hölker 2012)

Die Universität Hohenheim verfügt über eine Forschungsbiogasanlage im Praxismaßstab mit einer Leistung von 186 kW_{el}. Diese Anlage ist mit 2 getrennten Fermenterlinien (je 800 m^3 Nutzvolumen) ausgestattet, sodass vergleichende Untersuchungen möglich sind. In einer von Mönch-Tegeder (2013) durchgeführten Untersuchung wurde an dieser Anlage versucht, ähnlich wie vorher bei der Übertragung im Labor gezeigt, eine Bilanzierung der Daten im Praxismaßstab vorzunehmen. Diese Biogasanlage wird intensiv überwacht und die Zugabemenge und -qualität aller Inputstoffe wird genau erfasst und bleibt, soweit technisch möglich, über lange Zeit konstant. Im Versuch wurde ein relativ hoher Anteil an Flüssigmist (50,0 %) gefahren (frischmassebezogen). Außerdem kam Pferdemist (23,6 % zusammen mit anderem Festmist), Maissilage (10,1 %), Grassilage (8,8 %), Getreide-GPS (4,6 %) und gemahlenes Getreidekorn (2,9 %) zum Einsatz. Der oTS-Anteil des Pferdemistes lag bei 27,5 %. Von allen Inputstoffen wurde die Substratqualität bestimmt und ein Gärtest zum Methanertrag durchgeführt. Der beobachtete Fermenter ist mit einer mechanischen Aufbereitungstechnik (Querstromzerspaner, Fa. MEBA, Nördlingen) ausgerüstet. Die tägliche Inputmenge an Frischmasse betrug 12,1 mit einer Standardabweichung von 2,9 %. Die Raumbelastung lag bei 2,49 kg oTS/m^3 FV und Tag, die Verweilzeit bei 62,4 Tagen.

Mithilfe der gewogenen Inputmengen, deren Gehalt an organischer Trockensubstanz und den Laborwerten zum Methanertrag wurde die erwartete Methanmenge des Fermenters berechnet und den am Gaszähler des Fermenters gemessenen Werten gegenübergestellt. Die Ergebnisse zur täglich gebildeten bzw. berechneten Methanmenge sind in Abbildung 4 zusammengestellt.

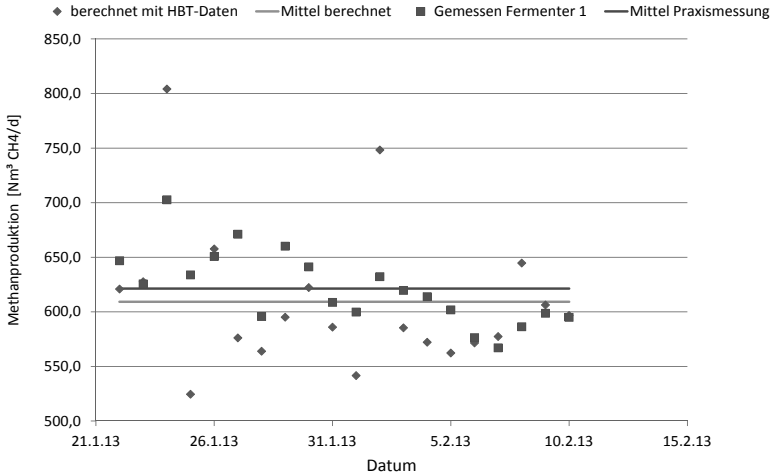


Abb. 4: Vergleich der über Inputmenge und HBT-Batch-Messung ermittelten mit der tatsächlich gemessenen Methanproduktion des Fermenters (Mönch-Tegeder 2013)

Es zeigen sich bei der 20-tägigen Beobachtungsphase gewisse Schwankungen bei den gemessenen Werten, die bei den Inputmengen weiter gestreut sind. Diese Streuung lässt sich dadurch erklären, dass die täglichen Schwankungen des oTS-Inputs beim berechneten Wert für die Methanbildung direkt durchschlagen und damit in der Grafik deutlich sichtbar werden, während diese Schwankungen bei den Messwerten durch den auf mehrere Tage verteilten Substratabbau im Fermenter ausgeglichen werden. Der mittlere spezifische Methanertrag der über HBT berechneten Werte lag bei durchschnittlich 305 l CH_4/kgoTS, der der gemessenen Werte war um nur 2 % höher bei 311 l CH_4/kgoTS. Diese sehr geringe Abweichung zwischen den aus Laborwerten ermittelten Methanerträgen und den Messwerten am Praxisfermenter bestätigen, dass die Laborwerte sehr gut für eine Abschätzung des zu erwartenden Methanertrages und damit für eine Wirtschaftlichkeitsabschätzung genutzt werden können. Dies gilt, sofern eine repräsentative Probe auf den Methanertrag analysiert wurde und regelmäßig und in kurzen Abständen der oTS-Gehalt des Substratinputs und dessen genaues Gewicht erfasst wurden. In der Regel ergeben sich, wie dieses letzte Beispiel gezeigt hat, eher Ungenauigkeiten bei der Massenbestimmung in der Praxis als bei der Bestimmung des Methanertrages im Labor.

8 Schlussfolgerung

Die Bestimmung des Methanertrages über Batchversuche ist in Deutschland inzwischen weit verbreitet und wird von mindestens 40 Laboren betrieben. Über Ringversuche wird deren Qualität regelmäßig abgesichert.

Anhand von Beispielen im Labor und in der Praxis konnte gezeigt werden, dass eine relativ gute Übereinstimmung von Labor- und Praxiswerten zum Methanertrag besteht. Damit konnte auch belegt werden, dass die vom KTBL, auf Basis von Laborwerten mehrerer namhafter Biogaslabore, zusammengestellten Gasertragsrichtwerte für die wirtschaftliche Vorplanung von Biogasanlagen wichtig und unerlässlich sind.

Zum Teil ergeben sich gewisse Abweichungen von den angenommenen Werten an der später betriebenen Biogasanlage. Hier wirkt sich aber eine Vielzahl von Einflussfaktoren aus, die das verwendete Gärsubstrat und dessen Qualität betreffen, aber auch mit dem Verfahren und der Betriebsweise der Biogasanlage verknüpft sind.

Es handelt sich bei der Erzeugung von Biogas um ein mikrobielles Abbauverfahren, das unter Beteiligung einer Vielzahl von Mikroorganismen erfolgt. Hierbei sind immer gewisse Abweichungen im Bereich von 5 % bis 10 % möglich. Zur Absicherung der Genauigkeit der Laboruntersuchungen bei der Bestimmung des Methanertrages sollte eine regelmäßige Beteiligung an Ringversuchen und eine ständige laborinterne Absicherung mithilfe von Standardsubstraten selbstverständlich sein.

Literatur

Amon, T.; Kryvoruchko, V. Amon, B.; Pötsch, E.; Zollitsch, W. (2003): Entwicklung eines „Methanenergiewertsystem (MEWS)“ zur Bewertung des Methanbildungsvermögens von Biomasse. 6. Internationale Tagung Bau, Technik und Umwelt in der Nutztierhaltung, KTBL, Darmstadt, S. 527–530

Baserga, U. (1989): Landwirtschaftliche Co-Vergärungs-Biogasanlagen. FAT-Berichte Nr. 512, Tänikon

Buswell, A.M. (1936): Anaerobic Fermentations. Bull. No.32. Div. State Water Survey, Univ. of Illionois

Czepuck, K.; Oechsner, H.; Schumacher, B.; Lemmer, A. (2006): Biogasausbeuten im Labor im Vergleich zur rechnerischen Abschätzung. Landtechnik Heft 2, S. 82–83

FNR (2005):Ergebnisse des Biogas-Messprogramms. FNR (Hrsg), Gülzow

FNR (2009): Biogas-Messprogramm II – 61 Biogasanlagen im Vergleich. Gülzow

Hölker, U. (2012): persönliche Mitteilung

Kaiser, F. (2007): Einfluss der stofflichen Zusammensetzung auf die Verdaulichkeit nachwachsender Rohstoffe beim anaeroben Abbau in Biogasreaktoren. Dissertation, Technische Universität München

Keymer, U.; Schilcher, A. (1999): Überlegungen zur Errechnung theoretischer Gasausbeuten in Biogasanlagen vergärbarer Substrate. Landtechnik-Bericht Nr. 32, Freising

KTBL (2005): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Darmstadt

KTBL (2010): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Heft 88, Darmstadt

KTBL (2011): Batchtests - Methoden und Übertragbarkeit auf Praxisanlagen. Tagungsband Biogas 2011. VDI-Berichte 2121, VDI-Verlag, Düsseldorf

Mönch-Tegeder (2013):Weiterentwicklung von Technologien zur effizienten Nutzung von Pferdemist als biogener Reststoff und Test im Praxisbetrieb. Dissertation (in Vorbereitung), Universität Hohenheim

Mukengele, M.; Brulé, M.; Oechsner, H. (2006): Wheat grain and ensiled maize as substrates for biogas production. Agricultural Engineering for a better world: XVI CIGR World Congress, Bonn, S. 719–720

Oechsner, H.; Helffrich, D.; Schmidt, M. (2006): Bestimmung des Restgaspotenzials im Substratauslauf landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Tagungsband „Emissionen der Tierhaltung“ und „Nationaler Bewertungsrahmen Tierhaltungsverfahren“, Kloster Banz, 05.–07.12.2006, KTBL, Darmstadt

VDI 4630 (2006): VDI-Richtlinie: Vergärung organischer Stoffe – Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche. VDI-Verlag, Düsseldorf

VDLUFA (2011): Bestimmung der Biogas- und Methanausbeute in Gärtests. VDLUFA-Methodenvorschrift, Methodenbuch Band VII – Umweltanalytik, Speyer, 4. Aufl.

Weissbach, F. (2012): The gas forming potential of dry chicken dung in biogas production. Landtechnik 4/2012, S. 299–304

Kofermentation von Rindergülle und NawaRo-Modellierung der Methanausbeute aus dem Fermenter und dem Endlager

Bernd Linke, Ivo Muha, Gabriel Wittum, Vincent Plogsties

1 Einführung

In der Landwirtschaft wird Biogas derzeit nach Angaben des Fachverbandes Biogas in etwa 7 600 Anlagen zur Erzeugung von Strom mit einer Leistung von 3 200 Megawatt genutzt. Hinzu kommen 107 Anlagen, die Biomethan in das Erdgasnetz in einer Menge von 67 000 Nm^3h^{-1} einspeisen und weitere 36 im Bau befindliche und 26 geplante Anlagen (Deutsche Energie Agentur 2013).

Als Gärsubstrate in landwirtschaftlichen Biogasanlagen kommen vor allem Wirtschaftsdünger, nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) und Substrate aus der weiterverarbeitenden Agro- und Lebensmittelindustrie zum Einsatz (Weiland 2010). Diese gemeinsame Vergärung von Gülle mit anderen organischen Reststoffen wurde bereits vor etwa 20 Jahren realisiert (Tafdrup 1994) und wird heute durch die Erweiterung auf Biogaspflanzen erfolgreich praktiziert. Systematische Untersuchungen in Rührfermentern unter Laborbedingungen zur Kofermentation von Rindergülle und NawaRo mit unterschiedlichen Mischungen und Belastungen (Lehtomäki et al. 2007, Comino et al. 2010) haben gezeigt, dass durch den höheren Energiegehalt der NawaRo im Vergleich mit Rindergülle die Methanausbeute aus der Mischung mit steigendem Anteil NawaRo in der Mischung zunimmt. Auf der anderen Seite ist aber ein Rückgang der Methanausbeute bei Verkürzung der mittleren hydraulischen Verweilzeit zu beobachten.

Im Ergebnis des von der FNR geförderten bundesweiten Biogas-Messprogramms II (Anonymus 2009) wurde festgestellt, dass nur 13 % der untersuchten Anlagen keine Wirtschaftsdünger vergären. Etwa 28 % der Anlagen setzten 30–50 Masse-% (Ma.-%) Gülle im Gemisch mit NawaRo ein. In der Mischung mit Gülle wurden dabei am häufigsten Mais (50 Ma.-%), Getreide GPS (10,7 Ma.-%), Grassilage (10,5 Ma.-%), Grünroggensilage (9,8 Ma.-%) und Körnergetreide (3,1 Ma.-%) eingesetzt. Die Biogasgewinnung erfolgte in der überwiegenden Anzahl im Rührfermenter. Bei 70 % der Anlagen lag die mittlere hydraulische Verweilzeit ohne Berücksichtigung von Rezirkulat zwischen 40 und 120 Tagen. Im Hinblick auf die gemessenen Methanausbeuten wurden als Einflussgrößen der Gülleanteil (Ma.-%) in der Mischung, die oTS-Zulaufkonzentration und die mittlere hydraulische Verweilzeit betrachtet. Die gefundenen Korrelationen sind plausibel, ermöglichen jedoch nur eine begrenzte Verallgemeinerung, da z. B. der oTS-Gehalt in der Substratmischung bei Werten über etwa 18 % in der Frischmasse die Methanausbeute

kaum beeinflusst und erst bei Werten unter 15 % ein Rückgang zu verzeichnen ist. Im Hinblick auf das Restgaspotenzial konnte die erwartete Korrelation mit der Verweilzeit nachgewiesen werden, die mit den Ergebnissen von Reinhold (2009) korrelieren.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, ein Modell zu entwickeln, das einen Zusammenhang zwischen dem Anteil an NawaRo in der Mischung mit Rindergülle auf oTS-Basis, der Verweilzeit im Rührfermenter und der Methanfreisetzung im Verlauf der Lagerzeit im Endlager bei verschiedenen Temperaturen beschreibt. Bei der Validierung des Modells wurden Daten aus dem Biogas-Messprogramm II herangezogen.

2 Material und Methoden

2.1 Datengewinnung

Von den insgesamt 61 repräsentativen Anlagen aus dem Biogas-Messprogramm II standen 24 Anlagen zur Auswahl, die als Grundsubstrat Rindergülle in der Mischung mit NawaRo im Rührfermenter vergären. Im Datenblatt jeder untersuchten Biogasanlage wurden Prozessparameter, chemische Analysen der Gärsubstrate und der Gärreste sowie die Anteile an NawaRo in Ma.-% in der Mischung dokumentiert. Die Daten wurden im Rahmen von 2 Messperioden jeweils über 12 Monate gewonnen. Insgesamt kamen bei den betrachteten Anlagen 11 verschiedene NawaRo mit oTS-Anteilen in der Mischung mit Gülle zwischen 22,3 bis 97,1 Ma. % zum Einsatz. Maissilage bildete dabei mit 75 % den größten Anteil gefolgt von Grassilage mit 15 %. Für die Berechnung des oTS-Anteils der NawaRo $p_{VS,Crops}^{Inp}$ wurde die im Datenblatt angegebene oTS-Konzentration der Mischung sowie die entsprechenden oTS-Werte der NawaRo nach KTBL (2010) herangezogen.

2.2 Umrechnung des Methanrestpotenzials aus dem Endlager zu $y_{CH_4,T}^{S,VS_{Inp}}$-Werten

Im Hinblick auf das noch vorhandene Methanrestpotenzial wurden Gärreste aus der letzten Stufe des beheizten Fermenters entnommen und im Labor bei 22 °C und 37 °C die freigesetzten Methanmengen über einen Zeitraum von 60 Tagen gemessen. Als Bezugsgröße für die freigesetzten Methanmengen dienten die Gärrestmasse und der oTS-Gehalt im Gärrest. Dabei zeigte sich erwartungsgemäß, dass die Methanfreisetzung mit steigender Verweilzeit, Anzahl der Fermenterstufen und sinkender Temperatur abnimmt. Um als einheitliche Bezugsgröße den oTS-Gehalt der eingesetzten Gärsubstratmischung gleichermaßen für den Fermenter und das Endlager nutzen zu können, musste das gemessene Methanrestpotenzial korrigiert werden (Gl. 1–5). Dabei gilt, dass ein Teil der Masse des Gärsubstrates m^{Inp} im Fermenter m_{BG}^{D} und im Endlager m_{BG}^{S} zu Biogas umge-

setzt wird und unter Berücksichtigung der verbleibenden Gärrestmasse m^S im Endlager (Gl. 1) formuliert werden kann.

$$m^{Inp} = m^S + m_{BG}^D + m_{BG}^S \qquad \text{Gl. 1}$$

Die auf die Gärrestmasse im Endlager bezogene Biogasausbeute $y_{BG}^{m,S}$ ist durch Gleichung 2 festgelegt.

$$y_{BG}^{m,S} = \frac{m_{BG}^S}{m^S} \qquad \text{Gl. 2}$$

Durch Kombination von Gleichung 1 und 2 ergibt sich die Gärrestmasse im Endlager aus (Gl. 3).

$$m^S = \frac{m^{Inp} - m_{BG}^D}{1 + y_{BG}^{m,S}} \qquad \text{Gl. 3}$$

Um mit Gleichung 3 rechnen zu können, wird der Wert für $y_{BG}^{m,S}$ benötigt, der sich aus dem gemessenen Wert für $y_{CH_4}^{m,S}$, dem Methangehalt $\alpha_{CH_4}^S$ und der Dichte ρ_{BG}^S des Biogases im Endlager ergibt Gleichung 4.

$$y_{BG}^{m,S} = \frac{y_{CH_4}^{m,S} \cdot \rho_{BG}^S}{\alpha_{CH_4}^S \cdot 1000} \qquad \text{Gl. 4}$$

Damit ist der Wert m^S bekannt, sodass die Methanausbeute aus dem Endlager, bezogen auf die oTS des Gärsubstrates bei einer vorgegebenen Temperatur, bestimmt werden kann Gleichung 5.

$$y_{CH_4}^{VS_{Inp},S} = \frac{y_{CH_4}^{m,S} \cdot m^S}{m^{Inp} \cdot c_{VS}^{Inp}} \qquad \text{Gl. 5}$$

Auf der Grundlage der in den Datenblättern angegebenen Werte wurden die Methanausbeuten aus dem Endlager entsprechend Gleichung 5 neu berechnet und zusammen mit den für die Modellbildung benötigten Daten zusammengestellt (Tab. 1).

Tab. 1: Prozessparameter sowie Daten aus Fermenter und Endlager nach 60 d Lagerzeit bei 37 °C und 22 °C (n.b. nicht bestimmt)

Anlage	HRT	OLR	c_{VS}^{Inp}	$y_{CH_4}^{D,VS_{Inp}}$	$p_{VS,Crops}^{Inp}$	$y_{CH_4,37}^{S,m}$	$y_{CH_4,22}^{S,m}$	$y_{CH_4,37}^{S,VS_{Inp}}$	$y_{CH_4,22}^{S,VS_{Inp}}$
Nr.	d	$gL^{-1}d^{-1}$	$kgkg^{-1}$	Lkg^{-1}	-	Lkg^{-1}	Lkg^{-1}	Lkg^{-1}	Lkg^{-1}
2	46	2,39	0,11	322	0,660	5,6	1,9	45,9	15,7
3	96	1,88	0,18	426	1,000	5,3	1,4	23,5	6,3
4	53	3,96	0,21	313	0,625	6,9	2,7	26,9	10,6
7	49	3,06	0,15	n.b.	0,624	5,5	1,5	-	-
10	45	2,44	0,11	309	0,729	2,9	0,8	23,9	6,6
11	40	3,25	0,13	224	0,558	7,0	2,7	49,1	19,2
13	50	2,40	0,12	238	0,607	4,6	2,4	35,0	18,4
14	53	2,26	0,12	343	0,765	5,2	1,5	38,3	11,2
16	172	1,86	0,32	406	0,954	2,5	0,9	5,3	1,9
18	118	1,95	0,23	399	0,938	3,4	1,0	11,5	3,4
20	130	2,08	0,27	437	1,000	7,3	1,7	20,5	4,8
25	77	3,51	0,27	307	0,920	3,3	0,8	9,6	2,3
27	123	1,95	0,24	419	0,979	1,7	0,8	5,4	2,5
31	143	2,10	0,30	464	1,000	7,8	1,9	16,4	4,1
32	153	1,31	0,20	407	0,955	7,0	2,6	29,5	11,1
33	127	1,65	0,21	408	1,000	3,9	0,7	14,8	2,7
36	191	1,36	0,26	n.b.	0,921	2,8	1,0	-	-
37	123	1,63	0,20	439	1,000	4,0	1,6	15,4	6,2
38	85	2,59	0,22	346	0,954	5,8	1,0	20,8	3,6
39	85	2,24	0,19	423	0,884	4,0	2,1	16,7	8,8
40	110	2,18	0,24	414	0,917	4,8	2,4	15,0	7,5
43	60	3,16	0,19	373	0,834	4,5	0,8	19,0	3,4
44	159	1,07	0,17	n.b.	1,000	2,9	0,6	16,9	3,5
45	59	3,22	0,19	379	0,954	6,4	1,8	27,3	7,8

3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 Modellierung der Methanbildung aus dem Fermenter

Die Methanausbeute aus einem Rührfermenter $y_{CH_4}^{D,VS_{Inp}}$ kann mit einer einfachen Gleichung (Gl. 6) beschrieben werden, in der die Reaktionsgeschwindigkeitskonstante (Reaktion 1. Ordnung), der Maximalwert der Methanausbeute und die mittlere hydraulische Verweilzeit eingehen (Linke 2006).

$$y_{CH_4}^{D,VS_{Inp}} = \frac{HRT \cdot k \cdot y_{\max CH_4}^{VS_{Inp}}}{HRT \cdot k + 1} \qquad \text{Gl. 6}$$

Die Parameter k und $y_{\max CH_4}^{VS_{Inp}}$ lassen sich aus Langzeitversuchen und durch einen einfachen Gärtest nach VDI 4630 für jedes Gärsubstrat bestimmen. Da bei der Kofermentation

von NawaRo und Gülle verschiedene Mischungen zum Einsatz gelangen, wurde das Modell dahingehend erweitert, dass der Anteil von NawaRo $p_{VS,Crops}^{Inp}$ im Gärsubstrat berücksichtigt wurde. Das wird dadurch erreicht, indem effektive Werte k^{eff} (Gl. 7) und maximale Werte für die Methanausbeute $y_{max\,CH_4}^{eff,\,VS_{Inp}}$ (Gl. 8) eingeführt werden, die für beliebige Mischungen von Rindergülle und NawaRo gelten. Diese effektiven Werte können durch lineare Interpolation der Einzelwerte der Mischung berechnet werden (Mähnert 2007).

$$k^{eff} = k^{Crops} \cdot p_{VS,Crops}^{Inp} + k^{Manure} \cdot \left(1 - p_{VS,Crops}^{Inp}\right) \qquad \text{Gl. 7}$$

$$y_{\max CH_4}^{eff,\,VS_{Inp}} = y_{\max CH_4}^{Crops} \cdot p_{VS,Crops}^{Inp} + y_{\max CH_4}^{Manure} \cdot \left(1 - p_{VS,Crops}^{Inp}\right) \qquad \text{Gl. 8}$$

Gleichung 6 kann durch Verwendung der entsprechenden effektiven Werte in Gleichung 9 überführt werden. Durch Kombination von Gleichung 7, 8 und 9 erhält man mit Gleichung 10 eine allgemeine Bemessungsgleichung für $y_{CH_4}^{D,VS_{Inp}}$.

$$y_{CH_4}^{D,VS_{Inp}} = \frac{HRT \cdot k^{eff} \cdot y_{\max CH_4}^{eff,VS_{Inp}}}{HRT \cdot k^{eff} + 1} \qquad \text{Gl. 9}$$

$$y_{CH_4}^{D,VS_{Inp}} = \frac{HRT \cdot \left(k^{Crops} \cdot p_{VS,Crops}^{Inp} + k^{Manure} \cdot \left(1 - p_{VS,Crops}^{Inp}\right)\right) \cdot \left(y_{\max CH_4}^{Crops} \cdot p_{VS,Crops}^{Inp} + y_{\max CH_4}^{Manure} \cdot \left(1 - p_{VS,Crops}^{Inp}\right)\right)}{HRT \cdot \left(k^{Crops} \cdot p_{VS,Crops}^{Inp} + k^{Manure} \cdot \left(1 - p_{VS,Crops}^{Inp}\right)\right) + 1} \qquad \text{Gl. 10}$$

Das erweiterte Modell für die Berechnung der Methanausbeute im Fermenter schließt insgesamt 4 Parameter $\left\{y_{\max CH_4}^{Crops}, y_{\max CH_4}^{Manure}, k^{Crops}, k^{Manure}\right\}$ ein, die nach der Methode der kleinsten Quadrate (Nocedal und Wright 2006) für die in Tabelle 1 genannten Biogasanlagen bestimmt wurden:

$$y_{\max CH_4}^{Crops} = 420\ Lkg^{-1},\ y_{\max CH_4}^{Manure} = 270\ Lkg^{-1},\ k^{Crops} = 0{,}2\ d^{-1},\ k^{Marue} = 0{,}2\ d^{-1}.$$

Damit kann $y_{CH_4}^{D,VS_{Inp}}$ als Funktion von *HRT* und $p_{VS,Crops}^{Inp}$ in weiten Grenzen dargestellt werden (Abb. 1). Obwohl für den Bereich kleiner Werte für $p_{VS,Crops}^{Inp}$ nur eine geringe Anzahl von Messwerten vorhanden ist, wird deutlich, dass $y_{CH_4}^{D,VS_{Inp}}$ für kleine Verweilzeiten stark abfällt, während für große Verweilzeiten sich $y_{CH_4}^{D,VS_{Inp}}$ der maximalen effektiven Methanausbeute $y_{max\,CH_4}^{eff,\,VS_{Inp}}$ annähert.

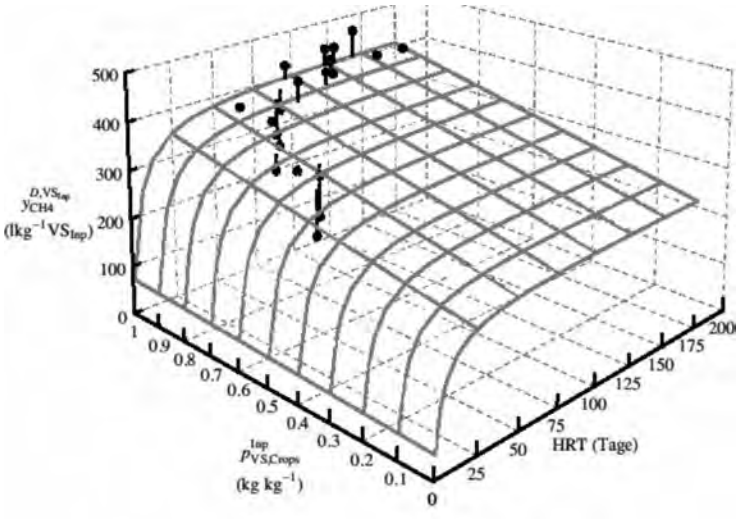


Abb. 1: Methanausbeute $y_{CH_4}^{D,VS_{Inp}}$ als Funktion von *HRT* und $p_{VS,Crops}^{Inp}$

3.2 Methanausbeute als Funktion von *HRT*, $p_{VS,Crops}^{Inp}$ und *T* im Endlager

Zur Berechnung der Methanausbeute im Endlager $y_{CH_4,T}^{S,VS_{Inp}}$ in Abhängigkeit von den genannten Parametern gilt, dass die maximal mögliche Methanausbeute im Endlager $y_{max\,CH_4}^{S,\,eff,\,VS_{Inp}}$ als Differenz zwischen maximaler Methanausbeute einer Mischung aus Gülle und NawaRo $y_{max\,CH_4}^{eff,\,VS_{Inp}}$ und der erreichten Methanausbeute im Fermenter $y_{CH_4}^{D,VS_{Inp}}$ dargestellt werden kann (Gl. 11).

$$y_{\max CH_4}^{S,\,eff,\,VS_{Inp}} = y_{\max CH_4}^{eff,\,VS_{Inp}} - y_{CH_4}^{D,\,VS_{Inp}} \qquad \text{Gl. 11}$$

Durch Kombination von Gleichung 11 und 6 erhält man Gleichung 12.

$$y_{\max CH_4}^{S,\,eff,\,VS_{Inp}} = y_{\max CH_4}^{eff,\,VS_{Inp}} \cdot \left(1 - \frac{HRT \cdot k^{eff}}{HRT \cdot k^{eff} + 1}\right) \qquad \text{Gl. 12}$$

Unter Berücksichtigung einer linearen, von der Temperatur im Endlager abhängigen Reaktionsgeschwindigkeitskonstante $k^S(T)$ lässt sich die Methanausbeute im Endlager $y_{CH_4}^{S,VS_{Inp}}$ unter Einbeziehung der Lagerzeit *t* und der maximal möglichen Methanausbeute im Endlager $y_{max\,CH_4}^{S,\,eff,\,VS_{Inp}}$ entsprechend Gleichung 13 darstellen.

$$y_{CH_4}^{S,VS_{Inp}}(T,t) = y_{\max CH_4}^{S,eff,\,VS_{Inp}} \cdot \left(1 - \exp\left(-k^S(T) \cdot t\right)\right) \qquad \text{Gl. 13}$$

Wie in Kapitel 3.1 dargestellt, erfolgte die Berechnung der Werte für $k^S(T)$ bei 37 °C und 22 °C nach der Methode der kleinsten Quadrate. Dabei wurden die in Tabelle 1 dargestellten Daten für $p_{VS,Crops}^{Inp}$, *HRT* und $y_{CH_4,(T)}^{S,VS_{Inp}}$ zugrunde gelegt und lieferten folgende Werte:

k^s (22 °C) = 0.0063 d^{-1}
k^s (37 °C) = 0.0500 d^{-1}

Die grafische Darstellung der berechneten Werte für $y_{CH_4,(T)}^{S,VS_{Inp}}$ nach 60 Tagen Lagerzeit im Endlager zeigen den erwarteten Abfall mit steigender Verweilzeit im Fermenter und sinkender Temperatur im Endlager. Legt man für $p_{VS,Crops}^{Inp}$ einen Wert von 0,75 zugrunde, dann ergeben sich nach dem Modellansatz entsprechend Gleichung 13 bei 37 °C und 22 °C im Endlager unterschiedliche Verläufe für $y_{CH_4}^{S,VS_{Inp}}$ in Abhängigkeit von *HRT* (Abb. 2).

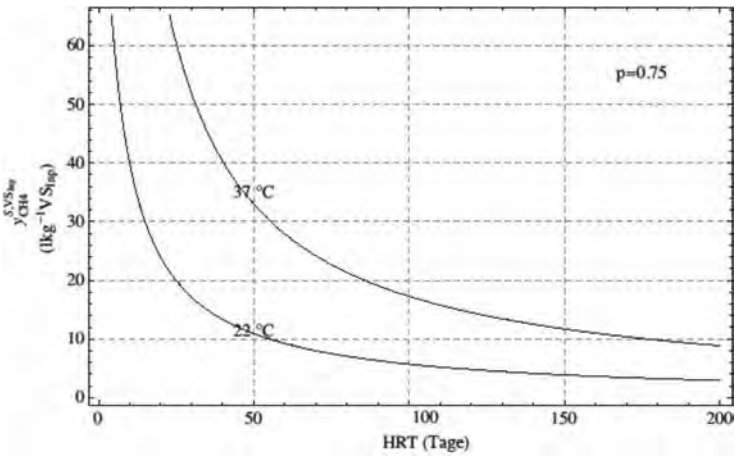


Abb. 2: Methanausbeute $y_{CH_4}^{S,VS_{Inp}}$ im Endlager nach 60 Tagen als Funktion von *HRT* bei *T* = 37 °C und *T* = 22 °C ($p_{VS,Crops}^{Inp}$ = 0,75)

Um die Verläufe der Methanfreisetzung auch bei Temperaturen unter 22 °C berechnen zu können, ist die Bestimmung eines Temperaturterms notwendig. Dieser Temperaturterm lässt sich durch Kenntnis von 2 Werten für $k^S(T)$ mithilfe einer modifizierten Arrhenius Gleichung (Gl. 14) (Randall et al. 1982) aus Gleichung 15 berechnen und ergibt sich zu f_T = 1,148.

$$\frac{k^S(T_2)}{k^S(T_1)} = f_T^{\,T_2 - T_1} \qquad \text{Gl. 14}$$

$$f_T = \left(\frac{k^S(T_2)}{k^S(T_1)}\right)^{\frac{1}{T_2 - T_1}} \qquad \text{Gl. 15}$$

Mithilfe dieses Temperaturterms ist es möglich, Werte für $k^S(T)$ zu ermitteln, die z. B. im Bereich zwischen 12 °C < T < 37 °C liegen (Gl. 16).

$$k^S(T) = \frac{k^S(37)}{f_T^{\,37-T}} = \frac{0{,}05}{1{,}148^{37-T}} \qquad \text{Gl. 16}$$

Damit kann die Methanausbeute im Endlager $y_{CH_4}^{S,VS_{Inp}}$ für große Bereiche von *HRT*, $p_{VS,Crops}^{Inp}$ und *T* im Endlager berechnet werden. Beispielhaft sind für *HRT* = 60 d und für $p_{VS,Crops}^{Inp}$ von 0 und 1 die Ergebnisse in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellt.

Dabei zeigt sich, dass die Methanausbeute stetig ansteigt und sich dem Maximalwert $y_{max\,CH_4}^{S,\,eff,\,VS_{Inp}}$ je nach Temperatur im Endlager schneller oder langsamer annähert. Als Bezugsgröße für die gebildete Methanmenge gilt dabei die mit dem Gärsubstrat eingetragene oTS, die aus Gülle, NawaRo oder Mischungen aus beiden Komponenten bestehen kann.

Der Zusammenhang zwischen Methanausbeute im Fermenter und dem Restgaspotenzial aus dem Fermenterablauf lässt sich wie folgt darstellen: Für eine mittlere hydraulische Verweilzeit im Fermenter von 60 d werden für $p_{VS,Crops}^{Inp}$ von 0 und 1 im Fermenter 249 bzw. 388 $LCH_4 kg^{-1}$ oTS gebildet. Im Endlager entweichen dann aus den Abläufen des

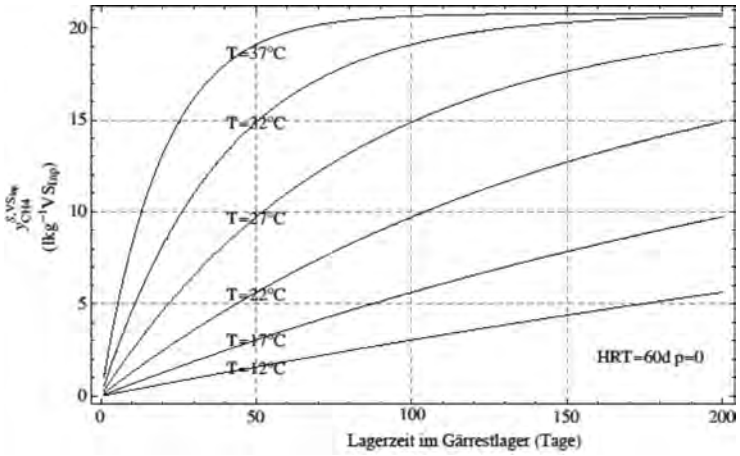


Abb. 3: Methanausbeute $y_{CH_4}^{S,VS_{Inp}}$ als Funktion der Lagerzeit und der Temperatur im Gärrestlager (Endlager) für $p_{VS,Crops}^{Inp}$ = 0

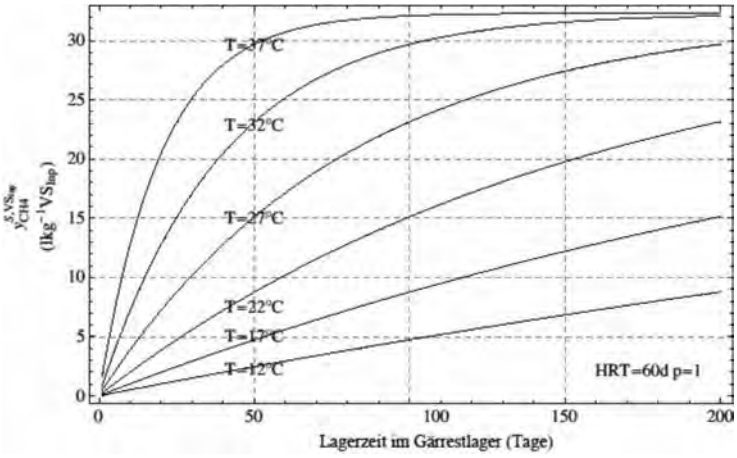


Abb. 4: Methanausbeute $y_{CH_4}^{S,VS_{Inp}}$ als Funktion der Lagerzeit und der Temperatur im Gärrestlager (Endlager) für $p_{VS,Crops}^{Inp}$ = 1

Fermenters für $p_{VS,Crops}^{Inp}$ von 0 und 1 bei 12 °C nach 150 Tagen im Gärrestlager 4,5 bzw. 7 LCH_4kg^{-1}. Bezogen auf die im Fermenter gebildete und die maximal mögliche Methanausbeute sind das für beide Werte für $p_{VS,Crops}^{Inp}$ 1,8 % bzw. 1,7 %.

4 Zusammenfassung

Grundlage für die Modellierung bildeten Daten, die im Rahmen des Biogas-Messprogramms II mit Unterstützung der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) erhoben wurden. Dabei kamen 24 Biogasanlagen zur Auswertung, die Rindergülle und Pflanzen vergoren haben. Besonderes Augenmerk wurde auf den Einfluss der mittleren hydraulischen Verweilzeit *HRT* und des Anteils an Pflanzen in der Mischung mit Rindergülle (oTS Grundlage) $p_{VS,Crops}^{Inp}$ auf die Methanausbeute des Fermenters $y_{CH_4}^{D,VS_{Inp}}$ und aus dem Endlager $y_{CH_4,T}^{S,VS_{Inp}}$ bei 37 °C und 22 °C gelegt. Für die maximale Methanausbeute $y_{max\,CH_4}^{eff,\,VS_{Inp}}$ für Rindergülle und Pflanzen ergaben sich Modellparameter von 270 Lkg^{-1} bzw. 420 Lkg^{-1}. Mithilfe des Modells konnten bei einer *HRT* von 60 d und Werten für $p_{VS,Crops}^{Inp}$ von 0 und 1 Methanausbeuten aus dem Fermenter von 249 Lkg^{-1} bzw. 388 Lkg^{-1} ermittelt werden. Grundlage für die Berechnung der Methanausbeute aus dem Endlager bildeten eine Reaktion erster Ordnung und ein Temperaturterm f_T. Damit ist es möglich, z.B. für Temperaturen im Endlager im Bereich von 12 °C < T < 37 °C die Methanausbeute und damit auch die Methanfreisetzung aus dem aus Endlager $y_{CH_4,T}^{S,VS_{Inp}}$ zu berechnen.

Symbolverzeichnis

D	Fermenter
S	Endlager
VS	organische Trockensubstanz
HRT	hydraulische Verweilzeit im Fermenter (d)
OLR	oTS-Raumbelastung ($gL^{-1}d^{-1}$)
$t; T$	Zeit (d) ; Temperatur (°C)
m^{Inp}	Masse Input Gärsubstrat ($kgkg^{-1}$)
m^{S}	Masse Gärrest im Endlager ($kgkg^{-1}$)
m_{BG}^{D}	Masse Biogas aus dem Fermenter je kg input Gärsubstrat ($kgkg^{-1}$)
m_{BG}^{S}	Masse Biogas aus dem Endlager je kg Gärsubstratinput ($kgkg^{-1}$)
c_{VS}^{Inp}	oTS-Konzentration im Input Gärsubstrat ($kgkg^{-1}$)
$p_{VS,Crops}^{Inp}$	oTS-Anteil aus Pflanzen in der Input-Mischung (-)
$\alpha_{CH_4}^{S}$	Methananteil im Biogas aus Endlager (Vol./Vol.)
ρ_{BG}^{S}	Dichte Biogas aus Endlager (gL^{-1})
$y_{CH_4}^{S,VS_{Inp}}$	Methanausbeute aus Endlager bezogen auf Input oTS (Lkg^{-1})
$y_{BG}^{m,S}$	Biogasausbeute aus Endlager bezogen auf Frischmasse ($kgkg^{-1}$)
$y_{CH_4}^{m,S}$	Methanaubeute aus Endlager bezogen auf Frischmasse ($kgkg^{-1}$)
$y_{CH_4}^{D,VS_{Inp}}$	Methanausbeute Fermenter bezogen auf Input oTS (Lkg^{-1})
k^{eff}	Reaktionsgeschwindigkeitskonstante Mischung Rindergülle/NawaRo (d^{-1})
k^{Crops}	Reaktionsgeschwindigkeitskonstante NawaRo (d^{-1})
k^{Manure}	Reaktionsgeschwindigkeitskonstante Rindergülle (d^{-1})
k^{S}	Reaktionsgeschwindigkeitskonstante Gärrest (d^{-1})

$y_{max\,CH_4}^{VS_{Inp}}$	Maximale Methanausbeute Gärsubstrate bezogen auf Input oTS (Lkg^{-1})
$y_{max\,CH_4}^{eff,\,VS_{Inp}}$	Maximale Methanausbeute Mischung bezogen auf Input oTS (Lkg^{-1})
$y_{max\,CH_4}^{Crops,VS_{Inp}}$	Maximale Methanausbeute NawaRo bezogen auf Input oTS (Lkg^{-1})
$y_{max\,CH_4}^{Manure,VS_{Inp}}$	Maximale oTS-Methanausbeute Rindergülle (Lkg^{-1})
$y_{max\,CH_4}^{S,\,eff,\,VS_{Inp}}$	Maximale Methanausbeute Gärrest bezogen auf Input oTS (Lkg^{-1})
f_T	Temperaturterm (-)

Literatur

Anonymus, (2009): Biogas-Messprogramm II - 61 Biogasanlagen im Vergleich. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hrsg.), Gülzow

Comino, E.; Rosso, M.; Riggio, V., (2010): Investigation of increasing organic loading rate in the co-digestion of energy crops and cow manure mix. Bioresour. Technol. 101, pp. 3013–3019

Deutsche Energie Agentur (2013): http://www.dena.de/

KTBL (2010): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) (Hrsg.), Darmstadt

Lehtomäki, A.; Huttunen, S.; Rintala, J.A. (2007): Laboratory investigations on co-digestion of energy crops and crop residues with cow manure for methane production: Effect of crop to manure ratio. Resour. Conserv. Recycl. 51, pp. 591–609

Linke, B. (2006): Kinetic study of thermophilic anaerobic digestion of solid wastes from potato processing. Biomass and Bioenergy. 30, pp. 892–896

Mähnert, P. (2007): Kinetik der Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen und Gülle, Dissertation Humboldt-Universität zu Berlin, http://edoc.hu-berlin.de/docviews/abstract.php?id=28115

Nocedal, J.; Wright, S.J. (2006): Numerical Optimization. Springer Verlag

Randall, C.W.; Benefield, L.D.; Buth, D. (1982): The effects of temperature on the biochemical reaction rates of the activated sludge process. Water Sci. Technol. 14, pp. 413–430

Reinhold, G. (2009): Einfluss der Biogaserzeugung auf Restgaspotenzial, Eigenschaften der Gärreste sowie Anforderungen an Gärrestlager. In: Internationale Bio- und Deponiegas Fachtagung Synergien nutzen und voneinander lernen III, 28./29. April 2009 Weimar, S. 179–197

Tafdrup, S. (1994): Centralized biogas plants combine agricultural and environmental benefits with energy production. Wat. Sci. Tech. 30, pp. 133–141

Weiland, P. (2010): Biogas production: current state and perspectives. Appl Microbiol Biotechnol. 85, pp. 849–860

Flexibilisierung der Stromproduktion aus Biogas

Marcus Trommler

1 Kurzfassung

Mit der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012 eingeführten Direktvermarktung und der Flexibilitätsprämie wurden erste Instrumente geschaffen, die eine stärker systemorientierte Stromeinspeisung von Biogasanlagen (BGA) erreichen sollen. Der nachfolgende Beitrag gibt einen Überblick zum aktuellen Stand der Entwicklung von Biogasanlagen in Deutschland, die elektrischen Strom direkt vermarkten bzw. die Flexibilitätsprämie nutzen. Darüber hinaus wird aufgezeigt, wie eine bedarfsgerechte Stromeinspeisung von Biogasanlagen umgesetzt werden kann. Grundsätzlich sind dazu verschiedene Anlagenkonzepte in der Lage, wobei in den meisten Fällen zusätzliche Investitionen und auch eine veränderte Betriebsweise der Biogasanlage notwendig werden. Der Investitionsbedarf für eine Anlagenflexibilisierung hängt dabei vom Status quo der Bestandsanlage und dem relevanten Stromnetz sowie der angestrebten Flexibilität ab. Beide Aspekte determinieren den Bedarf an neuen oder zusätzlichen Anlagenkomponenten und damit die Investitionshöhe. Die Kosten der Biogasanlagenflexibilisierung sind demnach als eine Kostenspanne in Abhängigkeit von der Ausgangssituation der Biogasanlage, des relevanten Stromnetzes sowie der gewünschten zukünftigen Flexibilität zu verstehen.

2 Einleitung

Die politische Zielstellung in Deutschland, zukünftig signifikante Anteile erneuerbarer Energien im Stromnetz einzusetzen (80 % im Jahr 2050), macht vor allem bei dem zu erwartenden hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind- und Sonnenenergie) eine Regelung der im Stromnetz bereitgestellten Energiemenge notwendig. Die Ausregelung des Stromsystems wurde bisher vor allem über fossile Kraftwerke geleistet, die zukünftig in dem Umfang nicht mehr zur Verfügung stehen werden. Die Zunahme fluktuierender erneuerbarer Energien und der Wegfall der bisherigen Ausgleichsoptionen machen neue Ansätze zur Stabilisierung des Stromsystems unumgänglich. Erste Anreize in Richtung Marktöffnung wurden mit der im EEG 2012 etablierten Direktvermarktung und der Flexibilitätsprämie geschaffen. Dadurch und durch die direkte Vermarktung der Elektrizität an der Börse können zusätzliche Erlöse für die Biogasanlage generiert werden, wodurch die bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biogas finanziert werden soll.

3 Biogasnutzung in Deutschland – Direktvermarktung und Flexibilitätsprämie

Nach anfänglicher Zurückhaltung im Jahr 2012 nahm die Teilnahme an der Direktvermarktung bei Biogasanlagen sukzessive zu. Abbildung 1 zeigt die gegenwärtige bzw. geplante Teilnahme an der Direktvermarktung von Biogasanlagen in Abhängigkeit von der Anlagengröße. Es ist zu erwähnen, dass die Betreiber von EEG-Anlagen über die Marktprämie (insbesondere über die Höhe der Managementprämie) Mehrerlöse ohne Veränderung des Einspeiseverhaltens generieren können, wodurch relativ starke Anreize für eine Teilnahme von EEG-Anlagen in der Direktvermarktung gegeben sind.

Abweichend davon hat sich die Teilnehmerzahl von Biogasanlagen, die ausschließlich berechtigt sind, die Flexibilitätsprämie (EEG 2012) in Anspruch zu nehmen, weniger

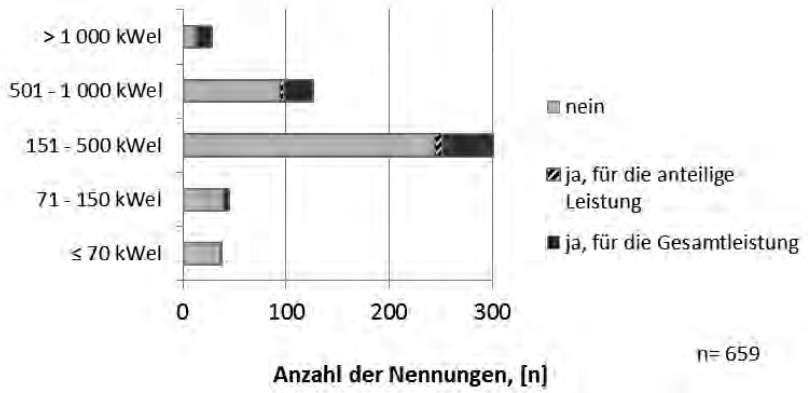


Abb. 1: Entwicklung der Direktvermarktung von Biogasanlagen nach Anlagengrößen (DBFZ 2013; vorläufige Ergebnisse der Betreiberbefragung)

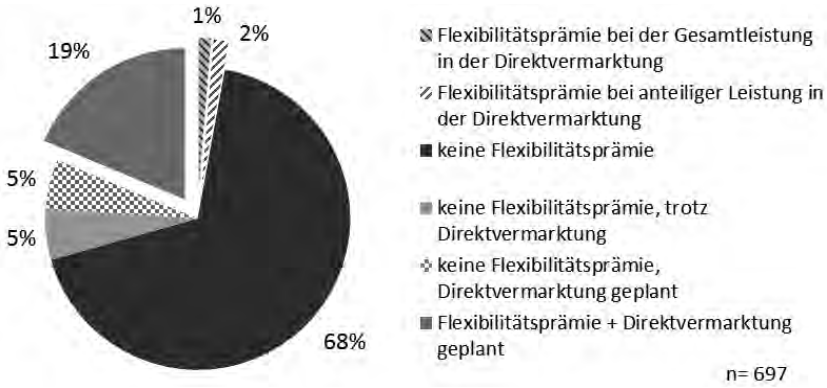


Abb. 2: Inanspruchnahme der Flexibilitäts- und Marktprämie bei Biogasanlagen (DBFZ 2013; vorläufige Ergebnisse der Betreiberbefragung)

dynamisch entwickelt. Abbildung 2 zeigt sowohl die gegenwärtige als auch die geplante Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie auf Basis der Betreiberbefragung des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ). Demnach nutzen aktuell ca. 3 % der befragten Anlagenbetreiber die Flexibilitätsprämie, während weitere 19 % dies für die Zukunft geplant haben. Die Mehrheit der Anlagenbetreiber (rund 68 %) gab an, die Flexibilitätsprämie nicht in Anspruch zu nehmen.

Biogasanlagen, die die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen, müssen zusätzliche Flexibilität, durch eine veränderte Betriebsweise der Anlage und/oder zusätzliche Investitionen in Anlagenkomponenten erbringen, wodurch sie in der Lage sind, einen Teil ihrer bisher kontinuierlichen Stromeinspeisung zeitlich zu verlagern. Die dabei entstehenden zusätzlichen Kosten können teilweise über die Flexibilitätsprämie, aber auch über zusätzliche Einnahmen aus der Vermarktung des Stroms an der Strombörse bzw. für Regelenergie finanziert werden.

4 Ansätze zum bedarfsgerechten Einsatz von Biogasanlagen

Ein bedarfsgerechter Einsatz bedeutet, dass die Biogasanlage (technisch) in der Lage ist, einen Teil ihres zur Verfügung stehenden Gases entsprechend des Bedarfes (Nachfrage) zu verstromen. Dazu sind grundsätzlich 2 Anpassungsrichtungen möglich, wobei in jedem Fall eine Differenz zwischen der Strom- und der Gasleistung der Biogasanlage vorhanden sein muss. Diese Differenzen können durch verschiedene Flexibilisierungsansätze entlang der Biogasproduktionskette umgesetzt werden. Abbildung 3 zeigt diese Ansätze im Überblick.

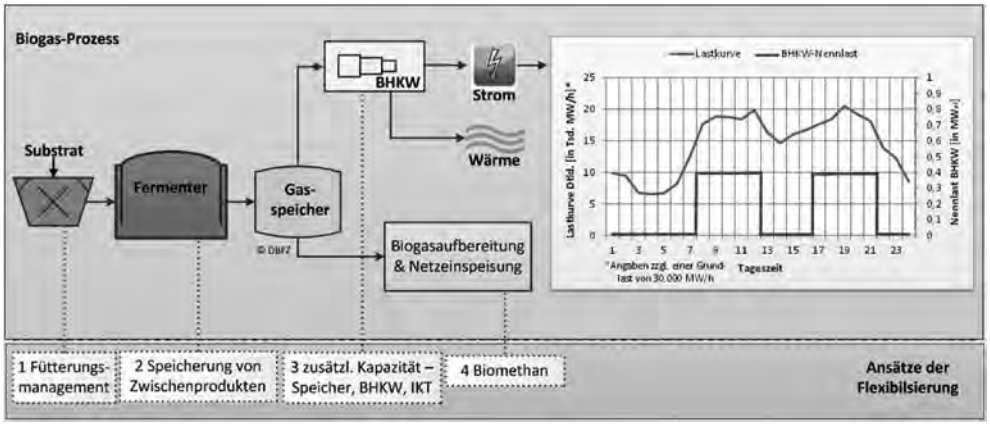


Abb. 3: Flexibilisierungsansätze von Biogasanlagen (Quelle: Eigene Darstellung)

Eine Gas-Stromleistungs-Differenz kann entweder durch einen Zubau elektrischer Leistung bei gleichbleibender Gasleistung oder durch eine Reduktion der Gasleistung bei gleichbleibender Verstromungsleistung erzeugt werden. Welche Anpassungsrichtung für die Einzelanlage sinnvoll ist, unterliegt mehreren Zielgrößen. Mit Bezug auf das Gesamtsystem der Stromnetze ist eine Ausweitung der elektrischen Leistung des Gesamtanlagenbestandes der Biogasanlagen in Deutschland von Interesse, da somit der mögliche Beitrag von Biogasanlagen für das Energiesystem zunimmt und ein höheres Biogaspotenzial als Ausgleichsoption vorliegt.

Unter Berücksichtigung regionaler Gegebenheiten kann auch die Umsetzung flexibilisierter Anlagenkonzepte durch Reduzierung der Gasleistung von Interesse sein, weil dadurch einerseits Flexibilität erzeugt wird und andererseits der regionale Flächenbedarf der Biogasanlagen reduziert wird. Der Begriff der Bedarfsgerechtheit wird so erweitert, da die Flexibilisierung von Biogasanlagen mehrere Aspekte berücksichtigen kann. Neben der Ausweitung der elektrischen Leistung kann durch eine Reduktion der Gasleistung regional bei zunehmender Flexibilität der Biogasanlagen eine Entlastung der Flächenwirksamkeit der Anlage erreicht werden. Dieser Ansatz wird ggf. in Regionen mit einer hohen Flächennutzungskonkurrenz von Interesse sein, weil dort auch der Beitrag zur Flächenentlastung bedarfsgerecht ist und zugleich auch auf diesem Weg eine Verbesserung der wirtschaftlichen Situation der Einzelanlage erreicht werden kann.

Die skizzierten Ansätze zur Flexibilisierung von Biogasanlagen weisen einen unterschiedlichen Bedarf an zusätzlichen bzw. neuen Komponenten auf. Entscheidend dafür sind die Ausgangssituation der Biogasanlage, die Auslastung des relevanten Stromnetzes sowie der angestrebte Grad an Flexibilität.

Nachfolgende Tabelle 1 unterscheidet obligatorische und weitere Komponenten zur Anlagenflexibilisierung. Diese Unterteilung basiert auf der Annahme, dass EEG-Biogasanlagen im Regelfall über ein Gleichgewicht zwischen der Gasleistung sowie der installierten elektrischen Leistung verfügen und das Biogas nur über wenige Stunden speichern können. Deswegen sind zusätzliche Blockheizkraftwerke (BHKW) und Gasspeicher notwendig. Darüber hinaus wird angenommen, dass die Vermarktung des bedarfsgerecht erzeugten Stroms aus Biogas durch Dienstleister erfolgt, weswegen die Anbindung der Biogasanlagen an den Dienstleister via Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) notwendig wird.

Tab. 1: Technische Komponenten zur Flexibilisierung von Biogasanlagen

Obligatorische Komponenten	Weitere Komponenten
BHKW	Anpassungen am Fütterungssystem
Gasspeicher	Gasleitungen

Obligatorische Komponenten	Weitere Komponenten
Informations- und Kommunikationstechnologie	Anpassung der Gasaufbereitung an Gasvolumenströme (Entschwefelung, Trocknung) Trafo (neu oder zusätzlich) Netzanbindung (neu oder zusätzlich) Wärmespeicher – falls für das Wärmekonzept notwendig

Weitere Komponenten können in Abhängigkeit vom Aufbau der Basisanlage, der Kapazität des Netzanschlusses, dem Flexibilisierungsansatz sowie Flexibilisierungsgrad notwendig sein. Dabei gilt, der Bedarf an zusätzlicher oder neuer Anlagentechnik ist umso höher:

- je geringer die Flexibilität der Ausgangsbiogasanlagen ist,
- je geringer die zusätzliche Kapazität des Netzanschlusses ist und
- umso höher der gewünschte Flexibilisierungsgrad ist.

So kann bei veränderten Gasvolumenströmen davon ausgegangen werden, dass Anpassungen an den Gasleitungen und der Konditionierung des Gases vor dem BHKW notwendig werden. Ebenso wahrscheinlich ist eine Anpassung des Trafos, wenn davon ausgegangen wird, dass dieser über kein Potenzial für zusätzliche Einspeiseleistung verfügt.

5 Kosten der Flexibilisierung

In aller Regel ist die Flexibilisierung von Biogasanlagen für eine bedarfsgerechte Stromeinspeisung mit zusätzlichen Kosten verbunden. Vorstellbar sind aber auch Anlagen, die ihre vorhandenen Kapazitäten an Fermentern und elektrischer Leistung nicht voll aus-

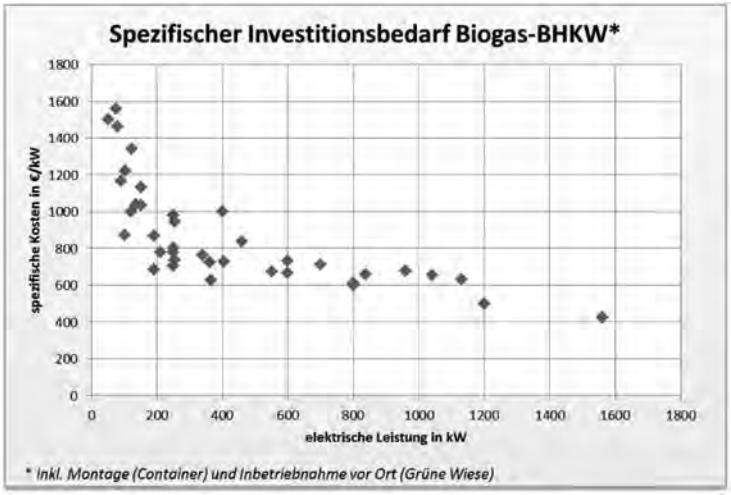


Abb. 4: Spezifischer Investitionsbedarf für Biogas-BHKW (DBFZ 2013)

nutzen, die somit in ihrer bisherigen Betriebsweise überdimensioniert waren. Solche Anlagen sind ggf. in der Lage, eine Flexibilisierung ohne signifikante zusätzliche Kosten, sondern lediglich durch eine veränderte Betriebsweise, herbeizuführen. Für den Fall einer Ausweitung der Verstromungskapazität bei gleichbleibender Gasleistung sind vor allem zusätzliche BHKW-Kapazität, ein zusätzlicher Gasspeicher und auch eine Anbindung an Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen eines Stromhandelsunternehmens relevante Kostenpositionen. Eine aktuelle Erhebung zeigt den Investitionsbedarf für Biogas-BHKW auf Basis von Herstellerangaben, wobei die Angaben jeweils den Neubau und die Inbetriebnahme vor Ort berücksichtigen (Abb. 4).

Für die meisten Fälle wird der Austausch bzw. die Erweiterung der BHKW-Kapazität auch deswegen von Interesse sein, da in den letzten Jahren für die meisten Aggregatgrößen eine Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades durch technische Verbesserungen erreicht werden konnte. Ein weiterer Aspekt sind ggf. zu berücksichtigende höhere Betriebskosten für BHKW, wenn im Zusammenhang eines blockweisen Betriebs mit mehreren Start-Stopp-Vorgängen je Tag oder häufigerem Teillastbetrieb höhere Kosten entstehen. Wird die Flexibilität der Anlage durch zusätzliche BHKW-Kapazität erreicht, ist es erforderlich, das erzeugte Gas zwischenzuspeichern, um es bei Bedarf verstromen zu können. Der Bedarf an Gasspeicher steigt demnach mit dem Grad der Flexibilisierung bei konstanter Gasleistung. Da das Gasspeichervolumen weiteren Investitionsbedarf her-

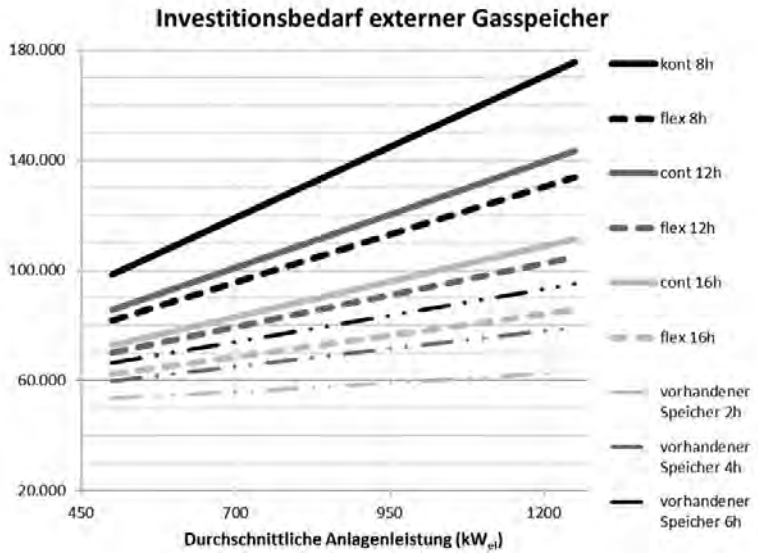


Abb 5: Investitionsbedarf für externen Doppelmembran-Gasspeicher nach Anlagengröße, geplanter täglicher Verstromungsdauer und Betriebsweise. „kont" steht für Szenarien kontinuierlicher Gasproduktion, „flex" für solche mit flexibler Gasproduktion, jeweils mit Angabe der täglichen BHKW-Laufzeiten (Jacobi et al. 2012).

vorruft, kann eine gleichzeitige Steuerung des biologischen Prozesses der Biogasanlage dazu beitragen, den notwendigen Mehrbedarf an Gasspeichervolumen zu reduzieren. Abbildung 5 zeigt diesen Zusammenhang, wobei die Ermittlung der Einsparpotenziale auf Laborergebnissen basiert, deren Untersuchung an der Forschungsbiogasanlage des DBFZ derzeit Gegenstand von Forschungsarbeiten ist.

Die zugrunde gelegten Investitionsbedarfe für die Gasspeicher basieren auf Herstellerangaben. Die Kosten am einzelnen Anlagenstandort hängen stark von den Vor-Ort-Gegebenheiten ab.

Für den Fall zusätzlicher Verstromungs- und Gasspeicherkapazitäten können in Abhängigkeit vom Ausmaß der Flexibilisierung zusätzlich Anpassungen am Trafo und dem Einspeisepunkt notwendig werden. Ebenso kann die geplante Erweiterung den Rahmen der geltenden Anlagengenehmigung übersteigen, weswegen eine erneute Genehmigung der modifizierten Anlage notwendig werden kann.

6 Wirtschaftlicher Betrieb flexibilisierter Biogasanlagen?

Die Umsetzung aller Ansätze für eine stärker bedarfsgerechte Erzeugung von Strom aus Biogas setzt deren Finanzierbarkeit auf Ebene der Einzelanlage voraus. Die Erlösseite eines Anlagenkonzeptes gibt den Rahmen für das ökonomisch Machbare vor. Die Einnahmeseite von Biogasanlagen ist heute vor allem durch das EEG bestimmt. Das betrifft sowohl die etablierte EEG-Festvergütung, als auch die mit dem EEG 2012 eingeführte Direktvermarktung und die Flexibilitätsprämie. Diese bilden auch heute die Basis für den Betrieb von Biogasanlagen, weswegen die Gestaltung des Förderrahmens für den Ausbau bedarfsgerecht erzeugter Bioenergie von elementarer Bedeutung ist. Zusätzliche Einnahmequelle für Biogasanlagen ist neben der etablierten Wärmenutzung die mit dem EEG 2012 mögliche direkte Vermarktung von Strom aus Biogasanlagen. Dadurch sind seit 2012 gegenüber der EEG-Festvergütung Mehreinnahmen an der Strombörse oder auch durch die Vermarktung von Regelenergie möglich. Die Höhe solcher Mehrerlöse hängt von der Optimierung der Betriebsweise der Einzelanlage bzw. eines Anlagenpools ab. Insofern kann die seit 2012 eingetretene Entwicklung, bei der der Biogasanlagenbetrieb zunehmend durch Marktsignale gesteuert wird, als Zukunftsvision für die Biogasbranche verstanden werden.

Literatur

DBFZ (2013): Auswertungen der Betreiberbefragung Biogas 2013 für das Bezugsjahr 2012. Leipzig

Jacobi, H.F.; Trommler, M.; Mauky, E. (2013): Flexible Biogasproduktion in der Direktvermarktung. Konferenzband Energetische Biomassenutzung, Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Bd. 9

Jacobi, H.F.; Trommler, M.; Reinelt, T.; Müller L.; Mauky, E. (2012): Biogasjournal 4, S. 88 ff.

Szarka N.; Scholwin, F.; Trommler, M.; Jacobi, H.F.; Eichhorn, M.; Ortweind, A.; Thrän, D. (2013): A novel role for bioenergy: A flexible, demand-oriented power supply. Energy. In press. Available online http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.12.053

Trommler, M.; Jacobi, H.F.; Mauky, E. (2012): Flexible demand driven biogas production, biological possibilities and economic considerations. International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition. Eurosolar, Bonn

Trommler, M.; Jacobi, H.F.; Mauky, E.; Barchmann, T. (2013): Technology and costs of flexible Biogas-based Electricity supply. 3rd International Conference on Energy Process Engineering, Frankfurt/M.

Direktvermarktung im Marktprämienmodell – Ein Erfahrungsbericht aus Vermarktersicht

Florian Roeder

1 Einleitung

Die Erkenntnis eines Umdenkens in puncto zukunftsfähiger Energieversorgung drückt sich in den stetigen Anpassungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus (seit 2000 fanden immerhin 3 fundamentale Änderungen statt). Die letzte EEG-Novelle, die zum 01.01.2012 in Kraft getreten ist, hatte weitreichende Folgen für den (grünen) Energiesektor. Der vor der letzten Novellierung (gemeint 2012) veröffentlichte EEG-Erfahrungsbericht legte erhebliche Schwächen der EEG-Novellierung 2009 dar, sodass die Forderung einer Anpassung allgemeiner Tenor wurde, denn die installierten Instrumente des EEG von 2009 – nach ihrem Zweck ursprünglich eingesetzt für eine erfolgreiche Förderung regenerativer Energieträger – wiesen einige Fehlanreize auf. So kam es laut dem EEG-Erfahrungsbericht zu einer Überforderung des Energieträgers „Biomasse“ sowie zu einem undurchsichtigen Vergütungssystem (Rechtsanwaltsgesellschaft mbh Maslaton 2013).

Mit der Novellierung 2012 sollten u. a. diese Missstände behoben werden. Im Klartext bedeutete dies eine Umstrukturierung des Vergütungssystems für Biogasanlagen. So gibt es nun gegenwärtig für den Betreiber neben der klassischen fixen EEG-Einspeisevergütung die Möglichkeit der Direktvermarktung.

Durch die Direktvermarktung wurde für den grünen Energieproduzenten die Möglichkeit geschaffen, seinen Grünstrom direkt – und somit außerhalb des fixen EEG-Vergütungsmodells – zu verkaufen. Durch dieses Instrument soll die Marktintegration der Erneuerbaren Energien gestärkt und im Biogasbereich die Voraussetzung für eine bedarfsgerechte Stromproduktion und somit eine verbesserte Netzstabilität geschaffen werden.

2 Das Marktprämienmodell als Dominante

Die Direktvermarktung ermöglicht es dem Energiewirt seinen Strom direkt selber – und somit abseits der fixen EEG-Einspeisung – abzusetzen. Der Strom kann hierbei eigenverantwortlich und ohne Förderung von staatlicher Seite an der Strombörse (z. B. der EEX in Leipzig) oder über sonstige Direktgeschäfte abgesetzt werden. Auch besteht die Möglich-

keit, den produzierten Strom an vereinzelte Großabnehmer im Rahmen des Grünstromprivilegs zu veräußern (Abb. 1). Jedoch finden diese Arten der Direktvermarktung in der Praxis bisher kaum oder kaum noch Anwendung.

Abb. 1: Formen der Direktvermarktung (Quelle: Next Kraftwerke GmbH)

Primat der Direktvermarktung ist die attraktive Möglichkeit des Marktprämienmodells (sog. Direktvermarktung nach EEG § 33b Num 1; Tab. 1 und 2). Attraktiv deshalb, da der Erzeuger seinen Strom profitabler außerhalb der festen EEG-Vergütung vermarkten kann (Abb. 2). Hierzu benötigt der Erzeuger einen zugelassenen Händler seines Vertrauens (z.B. Next Kraftwerke), der seine Strommengen an der Strombörse veräußert. Zusätzlich zu den Börsenerlösen bekommt der Erzeuger eine sogenannte Marktprämie. Diese ist die Differenz zwischen dem durchschnittlichen monatlichen Börsenmarktwert des direkt vermarkteten Stroms und der Vergütung, die theoretisch nach der fixen EEG-Vergütung erfolgt wäre. Da der Marktwert so definiert ist, sind nochmals zusätzliche Erlöse (Stichwort: Spitzennachfragezeiten und Spitzenpreise) möglich (Gawel und Purkus 2012).

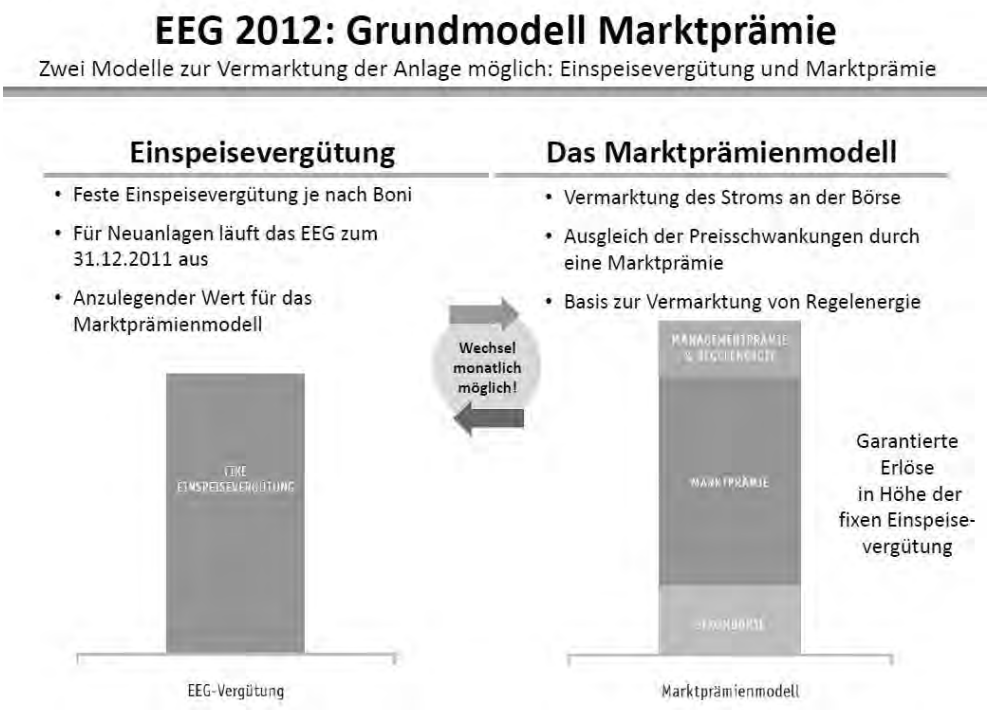


Abb. 2: Fixe EEG-Einspeisevergütung vs. Marktprämienmodell (Quelle: Next Kraftwerke GmbH)

Tab. 1: Installierte Leistungen 2012 von EEG-Anlagen im Rahmen der Direktvermarktung nach EEG § 33b Num 1: zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie (in MW) (Quelle: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (www.eeg-kwk.net))

2012	Wasser-kraft	Deponie-, Klär- und Grubengas	Bio-masse	Geo-thermie	Wind-energie onshore	Wind-energie offshore	Solar-energie	Summe
Jan	344	67	933	0	12 062	48	58,73	13 513
Feb	346	38	1 014	0	15 408	108	92,93	17 007
Mär	383	38	1 110	0	17 631	133	166,76	19 462
Apr	378	38	1 223	0	18 296	203	237,66	20 375
Mai	380	41	1 344	0	19 153	223	455,87	21 598
Jun	392	42	1 433	0	19 884	238	828,38	22 817
Jul	419	37	1 519	0	20 526	253	1 201,62	23 957
Aug	425	41	1 611	0	21 311	268	1 408,57	25 066
Sep	450	42	1 700	0	21 761	283	1 632,62	25 870
Okt	463	42	1 753	0	22 540	308	1 781,73	26 888
Nov	445	43	1 836	0	23 409	308	1 961,00	28 002
Dez	392	42	1 936	0	23 929	248	1 993,29	28 541

Tab. 2: Installierte Leistungen 2013 von EEG-Anlagen im Rahmen der Direktvermarktung nach EEG § 33b Num 1: zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie (in MW) (Quelle: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (www.eeg-kwk.net))

2013	Wasser-kraft	Deponie-, Klär- und Grubengas	Bio-masse	Geo-thermie	Wind-energie onshore	Wind-energie offshore	Solar-energie	Summe
Jan	451	49	2 081	0	23 626	248	2 379,28	28 834
Feb	456	47	2 154	0	24 183	248	2 526,58	29 616
Mär	442	56	2 242	5	24 337	293	2 854,17	30 229
Apr	451	57	2 328	5	24 484	333	3 012,16	30 670
Mai	457	63	2 418	5	24 908	318	3 326,31	31 496

Da die Marktprämie lediglich Einnahmenparität mit der fixen EEG-Vergütung herstellt, wurde mit der Managementprämie ein Anreiz für Anlagenbetreiber gesetzt, in das Marktprämienmodell zu wechseln. Doch zusätzlich zu ihrem Anreizcharakter dient die Managementprämie dem Ausgleich der Kosten, die durch den Börsenhandel entstehen. Das EEG sieht nämlich seit dem 01.01.2012 vor, dass Anlagenbetreiber genaue Einspeiseprognosen (Stichwort: Fahrplanmanagement mit den Übertragungsnetzbetreibern) vorab liefern müssen, um Netzschwankungen so niedrig wie möglich zu halten. Diese Prognosen kosten Geld und werden mit einer Pauschale, eben der sogenannten Managementprämie, abgegolten. Aber Vorsicht, bei Falschprognosen fallen Ausgleichsenergiekosten an. Im Idealfall liegen Betreiber und Stromhändler mit ihren Prognosen richtig und können die Managementprämie einstreichen. Zur Orientierung sei darauf hingewiesen, dass in der Regel Prognosen für Biogasanlagen einfacher zu erstellen sind als für witterungsabhängige Energieträger wie Sonne und Wind.

Im Folgenden sind die möglichen Erlöskomponenten innerhalb der Direktvermarktung – und somit außerhalb der fixen EEG-Vergütung – zusammengefasst:

- Die Markt- und Managementprämie
- Die Erlöse aus dem Stromhandel an der Energiebörse (zzgl. möglicher Zusatzerlöse durch eine bedarfsorientierte Einspeisung von Biogasstrom durch flexible Fahrweise (Peak und Off-Peak; HT/NT-Fahrweise, s. u.))
- Mögliche Zusatzerlöse aus dem Regelenergiemarkt (s. u.)
- Die Möglichkeit der Flexibilitätsprämie (für Biogasanlagen, s. u.)

3 Was muss getan werden beim Umstieg auf das Marktprämienmodell?

Was hat sich für wen im neuen Marktprämienmodell geändert? Im Rahmen der fixen EEG-Einspeisevergütung bestand eine ausschließlich bilaterale Beziehung zwischen

Netzbetreiber und Energiewirt. Dies hat sich grundlegend geändert, sofern der Energiewirt von der Möglichkeit Gebrauch macht, in das Marktprämienmodell zu wechseln. Hierbei kann der Erzeuger – wie in der Einleitung erwähnt – seinen Strom direkt selber vermarkten oder einen Vermarkter zwischenschalten.

Die Vorteile, jene Mehraufwendungen, die mit der Direktvermarktung im Zusammenhang stehen, auszulagern, liegen klar auf der Hand. Im Folgenden sollen diese Mehraufwendungen dargelegt werden.

Sobald ein Anlagenbetreiber sich dazu entscheidet von der fixen EEG-Einspeisevergütung in das Marktprämienmodell zu wechseln, bedarf es einer Um- bzw. Anmeldung und Abmeldung. Beauftragt der Erzeuger für die Direktvermarktung einen Vermarkter, so muss selbstverständlich zuvor ein Vertrag über die Vermarktung der Stromerzeugungsanlage im Marktprämienmodell zwischen beiden Vertragsparteien geschlossen werden. Dieser Vertrag regelt neben den allgemeinen Modalitäten z. B. einer Mindestvertragslaufzeit, die speziellen Pflichten und Rechte, die aus dieser Zusammenarbeit hervorgehen. Beispielsweise könnte der Vermarkter dazu berechtigt/verpflichtet werden, die gesamten Strommengen der Erzeugungsanlage abzunehmen und in eigenem Namen am Strommarkt zu veräußern. Zugleich könnte sich der Vermarkter dazu verpflichten, eine ordnungsgemäße Bilanzkreiszuordnung gemäß § 33c Abs. 2 Nr. 4 EEG der Erzeugungskapazitäten des Betreibers zu veranlassen. Zugleich verpflichtet sich der Betreiber, dass seine Erzeugungsanlage während des Zeitraums der Direktvermarktung stets verfügbar, betriebsbereit und an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist. Planmäßige Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten sind, sofern im Voraus angemeldet, hiervon ausgeschlossen. Sollte es zu unerwarteten Ausfällen kommen, ist der Betreiber verpflichtet, dies dem Vermarkter unverzüglich zu kommunizieren, da sich der Vermarkter i. d. R. vertraglich verpflichtet, die Risiken, die sich aus der Direktvermarktung ergeben (Fehlprognosen, Fahrplanausfälle, Anlagenausfall), zu übernehmen.

Neben diesen Pflichten und Rechten erschließen sich weitere Aufgabenfelder für den Vermarkter. Der Vermarkter übernimmt die Anmeldung der Anlage zur Direktvermarktung beim zuständigen Verteilnetzbetreiber. Vom Verteilnetzbetreiber erhält der Vermarkter ebenfalls – qua Softwareinterface – die eingespeisten Strommengen und somit die Anlagenleistung. Darüber hinaus übernimmt der Vermarkter die Ausgleichsenergiekosten, Handelskosten, Prognosekosten sowie das komplette Bilanzkreismanagement (Stichwort: Fahrplanverantwortung; Abb. 3). Dies alles sind Leistungen, die neben der eigentlichen Hauptaufgabe – dem Verkauf des erzeugten Stroms im Auftrag des Erzeugers an der Strombörse – anfallen.

Der Vermarkter benötigt für die erfolgreiche Bewältigung dieser Aufgaben ausreichend technisches und personelles Know-how (Abb. 4). Beispielsweise bedarf es einer erfolgreichen Lizenzierung für den Handel auf einem Börsenparkett seitens der Bundes-

Fahrplanverantwortung

Anlagenbetreiber oder (meistens) Händler übernehmen Fahrplanverantwortung

Festpreisvergütung

- Anlagenbetreiber schaltet seine Anlage weitgehend nach eigenem Ermessen
- Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erstellt eine Prognose für alle EEG-Anlagen und verkauft die Mengen am Strommarkt über seinen Bilanzkreis
- Differenzmengen in der tatsächlichen Erbringung stehen im ÜNB-Bilanzkreis
- Ausgleichsenergie liefert der ÜNB an sich selbst

Marktprämienmodell

- Händler nimmt die EE-Anlage in seinen Bilanzkreis auf und vermarktet gemäß einer eigenen Prognose für sein Portfolio
- Vertraglich haftet in der Regel der Stromhändler für Abweichungen
- Differenzmengen setzt der ÜNB in den Händlerbilanzkreis
- Ausgleichsenergie berechnet der ÜNB dem Händler

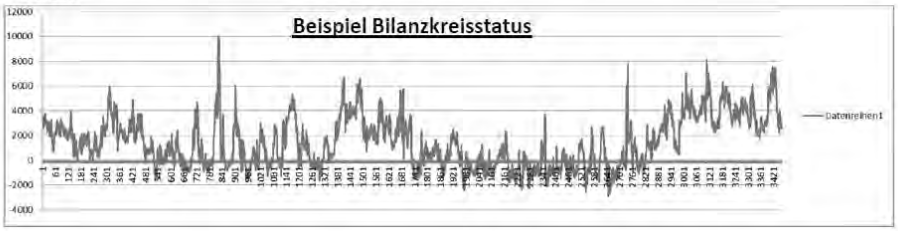


Abb. 3: Beispiel Fahrplanmanagement im Marktprämienmodell (Quelle: Next Kraftwerke GmbH)

Abb. 4: Übersicht Leistungen des Vermarkters innerhalb des Marktprämienmodells (Quelle: Next Kraftwerke GmbH)

anstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin). Im Zuge dessen ist auch eine technische Handelsanbindung sowie eine geeignete Handelssoftware notwendig. Ein zweckmäßiges Webportal, in dem Erzeuger Anlagenausfälle und Stillstandzeiten rechtzeitig einpflegen, ist ebenfalls notwendig. Für andere Erneuerbare Energien, z. B. Sonne und Wind, müssen zusätzlich professionelle Wetterprognosen eingekauft werden. Darüber hinaus muss eine energiewirtschaftliche Software erworben und betrieben werden, um die Strommengen am jeweiligen Zählpunkt (zwischen Erzeugungsanlage und öffentlichem Stromnetz) auszulesen. Dies ist erforderlich, damit der Vermarkter der Bilanzkreisverantwortlichkeit, die der Vermarkter vom Erzeuger übernimmt, Rechnung tragen kann. Hierbei muss den komplizierten Regularitäten der „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (MaBiS) seitens der Bundesnetzagentur entsprochen werden.

Nutzt der Erzeuger die Dienstleistungen eines Vermarkters, hat er keine weiteren Aufgaben mehr zu bewältigen. Er bekommt lediglich im Vergleich zur fixen EEG-Einspeisungsvergütung nicht mehr nur eine Abrechnung vom Netzbetreiber, sondern nun 2 Abrechnungen. Eine Abrechnung erhält er weiterhin von Seiten des Netzbetreibers mit den Erlösen aus der Marktprämie und der Managementprämie. Eine weitere Abrechnung erhält er monatlich von seinem Vermarkter, der dem Anlagenbetreiber seine Börsenerlöse aus dem Stromverkauf, abzüglich eines vorab vereinbarten Anteils der Managementprämie, auszahlt.

Wichtig ist an dieser Stelle zu betonen, dass für die Direktvermarktung keine leittechnische Vernetzung, eine Anpassung der Fahrweise der Anlage oder sonstige technische Voraussetzungen der Biogasanlage nötig sind. Bestimmte technische Voraussetzungen der Anlage sind lediglich zu erfüllen, wenn der Betreiber darüber hinaus auch am Regelenergiemarkt partizipieren möchte. Die Teilnahme am Regelenergiemarkt ist jedoch an das Marktprämienmodell gebunden. Durch das Doppelvermarktungsverbot ist also eine Teilnahme am Regelenergiemarkt innerhalb der fixen EEG-Einspeisevergütung nicht möglich. Natürlich erhöht sich dann der Aufwand für den Vermarkter nochmals. Denn jetzt gilt es, weitere technische Voraussetzungen zu erfüllen, z. B. eine erfolgreiche Anlagenintegration, die ständige Überwachung des Leitsystems, die Präqualifikation (Stichwort: Doppelhöcker-Kurve) oder die Kommunikation mit den 4 Übertragungsnetzbetreibern. Freilich erweitert sich auch der Umfang des Abrechnungs- und Vertragswesens, sobald von der Möglichkeit der Regelenergie Gebrauch gemacht wird.

Bei aller Aufgabenkomplexität, die mit der Direktvermarktung zusammenfällt, lohnt sich ein Umstieg für den Erzeuger von der fixen EEG-Einspeisevergütung hin zur Direktvermarktung. Ein einfaches Rechenbeispiel zeigt dies deutlich. In 2012 wurde eine

Managementprämie in Höhe von 0,3 ct je kWh ausgezahlt.[1] Bei einer durchschnittlichen Betriebsdauer einer Biogasanlage von 8 600 Stunden im Jahr mit einer Leistung von 500 kW werden im Rahmen der Managementprämie Mehreinnahmen in Höhe von 12.900 EUR jährlich erzielt. Diese werden dann nach vertraglich festgelegten Anteilen prozentual zwischen Erzeuger und Vermarkter aufgeteilt.

4 Bilanz aus Vermarktersicht nach einem Jahr

Anfang 2012 wurde mit dem EEG 2012 das Marktprämienmodell zur Förderung der Systemintegration Erneuerbarer Energien eingeführt. Wie sieht die Bilanz im Biogasbereich nach über einem Jahr aus Vermarktersicht aus?

Zu Beginn war die Skepsis groß. Es würde nicht viele Betreiber geben, die den „sicheren Hafen“ der fixen EEG-Vergütung verlassen und ihren Biogasstrom direkt über die Strombörse vermarkten würden. Zu viele Unsicherheiten stünden im Weg:

- die Unwägbarkeiten des Markts und der Börsenpreisentwicklung,
- die Kooperation der Verteilnetzbetreiber bei der Umstellung der Vermarktung,
- die Übernahme der Ausgleichsenergiekosten,
- die Bonität der Vermarkter im Vergleich zu den regulären Netzbetreibern,
- die Umsatzsteuerproblematik.

Rückblickend lässt sich nach über einem Jahr sagen, dass viele der anfangs diskutierten Fragen entweder unbegründet waren oder inzwischen gelöst sind. So sorgt bereits das Design des Marktprämienmodells für ein vorsichtiges Herantasten der Biogasbranche an den freien Markt, indem es die Unwägbarkeiten der Preisentwicklung durch die gleitende Marktprämie vollständig auffängt. Die Betreiber von Biogasanlagen konnten so ohne Fallstricke erste Schritte auf einem Marktplatz wagen, der nach Auslaufen der EEG-Förderung wohl vorherrschend für die Vermarktung von Biogasstrom sein wird. Auch die Kooperation mit den Verteilnetzbetreibern war und ist im Großen und Ganzen unproblematisch, auch wenn viele Prozesse gerade zu Beginn noch unbekannt oder nicht etabliert waren.

Auf finanzieller und vertraglicher Seite gibt es durchaus Unterschiede zwischen den verschiedenen Vermarktern, sodass sich eine juristische Prüfung des Vertragswerks in vielen Fällen empfiehlt – schließlich geht es um hohe Summen. Ein Beispiel ist hier die Übernahme von Ausgleichsenergiekosten, die immer dann anfallen, wenn eine Anlage

[1] Die Höhe der Managementprämie variiert von Jahr zu Jahr aufgrund der im EEG 2012 festgeschriebenen Degression der Managementprämie. Für 2013 sind für Biogasanlagen 0,275 ct/kWh, für 2014 0,25ct/kWh und ab 2015 0,225 ct/kWh festgeschrieben worden.

nicht die prognostizierte Strommenge produziert und einspeist. Manche wenige Vermarkter übernehmen die Ausgleichsenergiekosten in voller Höhe, manche nehmen den Betreiber mit in die Pflicht, manche geben die Kosten vollständig an den Betreiber weiter. Auch Handelskosten werden von manchen Vermarktern – insbesondere von solchen, die keinen eigenen direkten Börsenzugang besitzen – an den Betreiber weitergegeben. Die Besicherung der Strommengen, die nun nicht mehr über den Bilanzkreis des Netzbetreibers, sondern über den des Direktvermarkters in die Netze gelangen, ist ein weiteres Thema, das zwischenzeitlich für Bewegung im Markt sorgte. Auch die Frage, ob auf die Marktprämie eine Umsatzsteuer erhoben wird, ist inzwischen geklärt (Lehnert 2012).[2]

Je mehr die anfängliche Skepsis im Laufe des vergangenen Jahres wich, desto mehr Anlagenbetreiber wechselten in das Marktprämienmodell der Direktvermarktung nach EEG 2012. Bereits Ende Dezember 2012 waren 1 936 MW an Stromerzeugungsleistung aus Biomasse (inklusive fester Biomasse wie Holz o. Ä.) für die Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie bei den Netzbetreibern gemeldet; bis Mai 2013 stieg diese Zahl sogar auf 2 418 MW an. Somit vermarkten heute knapp über die Hälfte der Biomasseanlagen in Deutschland ihre Stromproduktion über das Marktprämienmodell. Durchaus ein Erfolg, aber die reine Vermarktung über die Strombörse war und ist nicht das Ziel des EEG 2012. Was also sind die eigentlichen positiven Effekte der Direktvermarktung für Anlagenbetreiber und für die Energiewirtschaft insgesamt?

Als Betreiber eines virtuellen Kraftwerks („NextPool“) mit über 500 Biogasanlagen sehen wir die positiven Effekte vor allem in der verbesserten Systemintegration der Erneuerbaren Energien (EE). Denn mit der Stärkung der Direktvermarktung durch das EEG 2012 haben EE-Anlagen in vielen systemrelevanten Bereichen mehr Verantwortung übernommen.

Dies betrifft zum einen regelbare Anlagen (wie etwa Biogasanlagen), die nun auf dem Regelenergiemarkt zugelassen sind, wo sie neben konventionellen Erzeugungsanlagen für Netzstabilität sorgen. Wir gehen davon aus, dass bereits heute ca. 10 % der ausgeschriebenen Regelleistung im Bereich der Minutenreserve von virtuellen Kraftwerken aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt werden kann. Schon heute „regeln“ also manche Erneuerbare – insbesondere Biogasanlagen – die Schwankungen, die andere Erneuerbare – insbesondere Solar und Wind – verursachen. Die Tendenz, regelbare Anlagen in virtuellen Kraftwerken zu vernetzen und zur Systemstabilisierung einzusetzen, wird sich aller Voraussicht nach verstärken, sodass wir in einigen Jahren über den heutigen Marktanteil von 10 % wohl nur noch lächeln werden. Zusätzlich ist absehbar, dass auch

[2] Zur Aussetzung der Abführung einer Umsatzsteuer auf die Marktprämie, siehe Brief von der Oberfinanzdirektion (OFD) Niedersachsen an den BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. vom 26.04.2012.

im Bereich der Sekundärreserve, die noch vor der Minutenreserve zur Ausregelung der Netzfrequenz eingesetzt wird, insbesondere Biogasanlagen eine immer wichtigere Rolle spielen werden.

Zum anderen hat die Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien über virtuelle Kraftwerke zu sehr interessanten Ergebnissen im Bilanzkreismanagement geführt. In der fixen EEG-Einspeisevergütung speisen EE-Anlagen ihre produzierten Strommengen ohne Anmeldung in das Verteilnetz ein und übergeben sie in den Bilanzkreis des Netzbetreibers, der anfallende Ausgleichsenergiekosten auf die EEG-Umlage wälzt. In der Direktvermarktung übernimmt hingegen der Vermarkter die Fahrplanverantwortung gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern und meldet alle Mengen seines Bilanzkreises für den Folgetag. Der Vermarkter ist naturgemäß an möglichst exakten Einspeiseprognosen der einzelnen EE-Anlagen interessiert, um seinen Bilanzkreis glattzustellen, da er die Ausgleichsenergiekosten nicht auf die EEG-Umlage wälzen kann und auch nicht auf die Anlagenbetreiber, zumindest nicht, wenn er keinen Wettbewerbsnachteil gegenüber anderen Vermarktern riskieren möchte. Somit sorgt die Direktvermarktung für die Berücksichtigung von Wetterprognosen für einzelne Anlagenstandorte im Bereich der Wind- und Solarenergie und für ein erhöhtes Interesse an Fahrplantreue im Bereich der Bioenergie. Jede Betriebsstunde zählt. Anlagenbetreiber in unserem virtuellen Kraftwerk melden daher Wartungen und Störungen in unserem Webportal, damit möglichst geringe Ausgleichsenergiekosten über unseren Bilanzkreis anfallen und somit der Bedarf an Regelleistung sinkt. Die Erneuerbaren sorgen also physisch für einen Teil der Ausregelung von Netzschwankungen über die Bereitstellung von Regelenergie und minimieren durch erhöhte Fahrplantreue beziehungsweise verbesserte Wetterprognosen rein bilanziell den Bedarf an derselben. Hinzu kommt, dass in unserem virtuellen Kraftwerk, das über eine eigene Handelsabteilung mit direktem Börsenzugang verfügt, die Fehlmengen im eigenen Bilanzkreis durch kurzfristigen Stromhandel (das sogenannte Short Term Trading) weiter minimiert werden.

Die große Frage, die die Bioenergiebranche nach dem schweren Jahr 2012 auch uns als Vermarkter stellt, lautet: Wie geht es weiter? Auf den einschlägigen Veranstaltungen der Branche gab es zum Jahreswechsel einige Hinweise, wie sich die Vermarktung von Biogasstrom weiter entwickeln wird. Sicherlich ist die Ausweitung der Regelenergiebereitstellung auf die technisch anspruchsvollere Sekundärreserve ein Weg, der verstärkt Beachtung findet, umso mehr, als die Preise im Bereich Sekundärreserve auf hohem Niveau stabil sind, im Gegensatz zu den leider sehr volatilen Preisen auf dem Minutenreservemarkt im letzten Jahr. Aber auch die bedarfsorientierte Erzeugung von Biogasstrom in Verbindung mit der Flexibilitätsprämie gewinnt an Bedeutung, wie wir am regen Interesse unserer Bestandskunden merken. Nach dem Gang an die Strombörse über das Marktprämienmodell im Jahr 2012 wird das Jahr 2013 unter dem Vorzeichen

des Händlergeschicks stehen, das an der Strombörse zu Mehrerlösen für Betreiber führt, wenn diese verstärkt dann Strom ins Netz einspeisen, wenn Bedarf und Preis hoch sind. Auch gänzlich neue Konzepte im Biogassegment wie die regionale Direktvermarktung an Abnehmer in räumlicher Nähe zur Anlage zur Einsparung von Teilen der Stromsteuer werden wichtiger werden. Allen Vermarktungswegen gleich ist der Dreiklang aus Flexibilität, Kommunikation und Vertrauen, der die Basis dafür ist, die Trumpfkarte der Bioenergie – ihrer Regelbarkeit – auszuspielen.

Literatur

Lehnert, W. (2012): Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012. In: Zeitschrift für Umweltrecht Jg. 2012, Heft 1 S. 4–17. URL: http://www.zur.nomos.de/fileadmin/zur/doc/Aufsatz_ZUR_12_01.pdf (Zugriff am 07. Mai 2013)

Rechtsanwaltsgesellschaft mbH Maslaton (2013): Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2012) – Rechtliche Einschätzung der Novellierung 2012 von der Rechtsanwaltsgesellschaft mbH Maslaton. URL: http://www.maslaton.de/rechtsanwalt/biomasse (Zugriff am 07. Mai 2013)

Gawel, E.; Purkus, A. (2012): Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien? In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. Volume 37, Issue 1 (März 2013) S. 43–61

Möglichkeiten und Herausforderungen bei der bedarfsgerechten Stromerzeugung – Erfahrungen aus Wissenschaft und Praxis

Georg Häring, Matthias Sonnleitner, Wilfried Zörner

1 Einleitung

Die Direktvermarktung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2012 bietet die Möglichkeit durch eine Flexibilisierung der Stromerzeugung höhere Stromvergütungen zu generieren.

Hierfür muss der Strom dann erzeugt werden, wenn er an der Strombörse teuer verkauft 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. Ein zeitlich definierter Fahrplan kann dabei über die anlageninterne Steuerung gefahren werden.

Grundsätzlich sind viele Anlagen dafür geeignet, flexibel Strom zu produzieren. Durch eine Zwischenspeicherung des Biogases ist es möglich, die Gaserzeugung von der Stromerzeugung zu entkoppeln. So kann ohne einen Eingriff in das bisherige Fütterungsmanagement und damit in den Gärprozess, die Gasmenge an den Bedarf der Stromerzeugung angepasst werden. Um möglichst große Strommengen dann zu erzeugen, wenn ein höherer Preis erzielt werden kann, muss die zwischengespeicherte Gasmenge mit größeren elektrischen Leistungen und über kürzere Betriebszeiten als im Grundlastbetrieb verwertet werden.

Dementsprechend sind mit dem flexiblen Anlagenbetrieb neue Anforderungen an die Komponenten der Gasspeicherung, der Gasaufbereitung, der Gasverwertung und der Wärmenutzung verbunden. Im Folgenden werden die technischen Anforderungen an diese Komponenten beschrieben sowie unterschiedliche Technologien auf ihre Eignung für einen flexiblen Anlagenbetrieb verglichen. Zudem werden Hinweise hinsichtlich des flexiblen Anlagenbetriebs, mit besonderem Fokus auf einzelne Anlagenkomponenten, gegeben.

2 Bedarfsgerechte Gasbereitstellung durch Zwischenspeicherung

Die Zwischenspeicherung von Biogas in den Gasspeichern der Anlage bietet die Möglichkeit, die Gaserzeugung von der Gasverwertung 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.

Aufgabe des Gasspeichers im Grundlastbetrieb ist es, Schwankungen in der Gasproduktion und -verwertung als Puffer auszugleichen. Um dieser Anforderung gerecht zu werden, sind bei der Auswahl des Gasspeichers dessen Größe oder die Genauigkeit der Füllstandsüberwachung nicht zwangsweise ausschlaggebende Kriterien.

Bei der bedarfsgerechten Stromerzeugung rücken jedoch das zur Verfügung stehende tatsächlich nutzbare Gasspeichervolumen (Lungenvolumen), eine möglichst exakte Füllstandsüberwachung und die Kombinationsmöglichkeit (Verschaltbarkeit) mehrerer Gasspeicher zur Erhöhung des gesamten Lungenvolumens (Gasspeichermanagement) in den Vordergrund.

Die Größe des zu installierenden Gasspeichervolumens für eine flexible Stromerzeugung hängt in erster Linie vom allgemeinen Anlagenkonzept ab. Ist an der Anlage bereits ausreichendes Gasspeichervolumen vorhanden, kann bei entsprechend installierter zusätzlicher Leistung auch flexibel Strom erzeugt werden. Dabei gilt: Nicht der Fahrplan bestimmt das notwendige Gasspeichervolumen, sondern das Gasspeichervolumen und die installierte Leistung bestimmen den Fahrplan.

2.1 Bewertung unterschiedlicher Gasspeichertechnologien

In Tabelle 1 werden übliche Gasspeichertechnologien hinsichtlich der nutzbaren Volumina, den Möglichkeiten zur Füllstandsüberwachung und des Gasspeichermanagements bewertet. Diese Eigenschaften müssen für einen flexiblen Anlagenbetrieb möglichst vollständig erfüllt werden.

Tab. 1: Bewertung der verfügbaren Gasspeichertechnologien

Speichertechnologie	Nutzbare Volumina	Füllstands-überwachung	Gasspeicher-management
Einfachfolienhauben (EPDM)	0	0	-
Stützengetragene Systeme	0	0	-
Tragluftsysteme	++	+	+++
Folienkissen/Foliensack	+	0	+

Bei einschaligen Folienhauben aus Ethylen-Propylen-Dien-Kautschuk (EPDM) ist das nutzbare Volumen über die Ausdehnung der Membran beschränkt. Zudem sollte aus statischen Gründen der Druck im Speicher nicht zu niedrig werden. Auch die Füllstands-

überwachung gestaltet sich durch Umwelteinflüsse und ungünstige Eigenschaften der Membran schwierig. Genauso ist ein aktives Gasspeichermanagement mit dieser Technologie nicht möglich.

Bei stützengetragenen Gasspeichersystemen erfolgt die Abdeckung des Behälters durch eine von einer Stütze getragenen Membran. Die Ausführung erfolgt meist in zweischaliger Form mit einer Außenmembran zum Schutz vor Witterungseinflüssen und einer freien, durchhängenden Innenmembran zur Gasspeicherung. Das für den bedarfsgerechten Betrieb zur Verfügung stehende Lungenvolumen ist bei dieser Gasspeichertechnologie eher gering. Eine exakte Füllstandsmessung und ein exaktes Gasspeichermanagement sind mit solchen Systemen nur schwer realisierbar.

Das Lungenvolumen von Tragluftsystemen bzw. Doppelmembrangasspeichern wird lediglich von der Außenmembran und der Unterkonstruktion begrenzt. Dadurch sind sehr große nutzbare Volumina möglich. Da der Druck im Gasspeicher klar definiert ist und die Innenmembran große Wege zurücklegt, ist im Vergleich zu den anderen Gasspeichertechnologien eine Füllstandsüberwachung gut möglich. Durch die Einstellung des Tragluftdruckes ist mit dieser Gasspeichertechnologie das Gasspeichermanagement sehr gut möglich.

Externe Folienkissen bzw. Foliensäcke können theoretisch als letztes Glied in Druckkaskaden integriert werden.

Wie der Vergleich eindeutig zeigt, sind für den flexiblen Anlagenbetrieb Tragluft-Speichersysteme am besten geeignet. 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.

2.2 Gasspeichermanagement

Erhöhtes Augenmerk bei einer bedarfsorientierten Verwertung des Biogases ist auf das Gasspeichermanagement zu richten. Um bedarfsgerecht Strom zu erzeugen, müssen zu jedem Zeitpunkt die erzeugte Gasmenge, die gespeicherte Gasmenge und der Gasbedarf bekannt sein. Zudem ist einerseits sicherzustellen, dass das erzeugte Gas zu jedem Zeitpunkt gespeichert bzw. verwertet werden und andererseits der Bedarf abgedeckt werden kann.

Wünschenswert für den flexiblen Betrieb ist es, dass sich der Gasspeicherort möglichst direkt vor der Gasaufbereitungsstrecke bzw. der Gasverwertung befindet, um eine kurzfristige Entnahme von Gas in größeren Mengen sicherstellen zu können. Dazu bietet es sich an, eine Druckkaskade zu erzeugen, bei der der niedrigste Druck im System an dem Ort herrscht, wo das Gas letztendlich für die Verwertung entnommen wird.

2.2.1 Normierung des Gasvolumens

Zur Betriebsführung und Steuerung der Anlage bei der bedarfsgerechten Stromerzeugung ist die Erfassung der verfügbaren Gas- bzw. Energiemengen von enormer Bedeutung. Da sich das Volumen von Gasen in Abhängigkeit von Druck und Temperatur verändert, ist es für Vergleiche von Biogaserträgen und Biogasvolumenangaben sowie für Aussagen über die gespeicherten Energiemengen erforderlich, diese auf den Normzustand zu beziehen. Für trockene Gase lässt sich das Normvolumen nach Formel 1 berechnen.

$$V_N = \frac{V \times T_N \times p}{T \times p_N} \tag{1}$$

mit:
- V_N = Volumen des Gases in Nm^3
- V = tatsächliches Volumen in m^3
- T = Temperatur Gas in K
- T_N = Normtemperatur 273,15 K
- p = Gasdruck in mbar
- p_N = Normdruck 1.013,25 mbar

Da in internen Gasspeichern das Biogas üblicherweise mit Wasserdampf gesättigt ist, muss der Wassergehalt des Gases berücksichtigt werden, um die gespeicherte Energiemenge ermitteln zu können. Eine relativ einfache und praktikable Möglichkeit dies zu berücksichtigen, besteht darin, das Normvolumen mit einem von der Gastemperatur abhängigen Korrekturfaktor (Tab. 2) zu multiplizieren (KTBL 2009).

Tab. 2: Wasserdampf-Korrekturfaktor (KTBL 2009)

	Einheit	Temperatur [°C]								
		5	10	15	20	25	30	35	40	45
Wassergehalt	g/m^3	6,8	9,4	12,8	17,3	23,1	30,4	39,7	51,2	65,3
Wasserdampf	l/m^3	8,5	11,7	16,0	21,5	28,7	37,9	49,4	63,7	81,3
Korrekturfaktor		0,991	0,988	0,984	0,978	0,971	0,962	0,951	0,936	0,919

Großen Einfluss auf das speicherbare Normvolumen hat demnach die Gastemperatur. Diese hängt neben der Umgebungstemperatur hauptsächlich davon ab, ob der Gasspeicher auf einem beheizten Fermenter installiert ist und wie sich die Sonneneinstrahlung auf die Temperatur im Gasraum auswirkt. Doppelschalige Gasspeicher minimieren Umgebungseinflüsse. Zusätzlich verringern helle Außenmembranen den Einfluss der Sonneneinstrahlung, dessen Auswirkung auf die Gastemperatur vor allem bei wechselnder Bewölkung und bei Sonnenaufgang berücksichtigt werden muss.

2.2.2 Bewertung unterschiedlicher Technologien zur Füllstandsüberwachung

Um die im Gasspeicher gespeicherte Energiemenge zu erfassen, muss neben der Gaszusammensetzung, dem Druck und der Temperatur im Gasraum, das genutzte Lungenvolumen 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, sodass die verschiedenen Verfahren unterschiedlich gut für die Füllstandsüberwachung geeignet sind.

Stand der Technik bei der Füllstandsüberwachung für die flexible Stromerzeugung bei beweglichen Gasspeichermembranen sind Schlauchwaagen. Bei diesem System wird an einer definierten Stelle 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. Ein großer Vorteil dieses Systems ist, dass auf der Speichermembran auch mehrere Schlauchwaagen installiert werden können, wodurch die gesamte Ausformung der Membran besser berücksichtigt werden kann. Mit 3 auf der Speichermembran verteilten Schlauchwaagen können so im Vergleich zu anderen zur Verfügung stehenden Messverfahren die aussagekräftigsten Ergebnisse erreicht werden.

3 Flexibilisierung der Biogasverwertung

Bei der Flexibilisierung der Stromerzeugung stellt sich die Frage, durch welche Betriebsweise die Flexibilität erreicht wird. Mögliche Betriebsweisen für die flexible Stromerzeugung sind das Takten der Stromerzeugungsaggregate bei Nennlast oder deren Betrieb im Teillastbereich.

Motoren von Biogas-BHKWs sind aus heutiger Sicht weit entwickelt und für den Betrieb mit Biogas optimiert. Aufgrund der Förderstruktur der EEGs 2000, 2004 und 2009 wurden sie an den Grundlastbetrieb angepasst und für eine hohe Anzahl von Volllaststunden optimiert. Da Blockheizkraftwerke (BHKW) oft ursprünglich für den KWK-Betrieb oder als Notstromaggregate eingesetzt wurden und somit auch flexibel betrieben werden können, besitzen BHKW-Hersteller im Allgemeinen viel Erfahrung mit dem flexiblen Betrieb von BHKWs. Diese Erfahrungen können somit auch auf Biogas-BHKWs übertragen werden.

3.1 BHKW-Taktbetrieb

Grundsätzlich sind BHKWs mit Verbrennungsmotoren gut zur Taktung geeignet. Sie können dauerhaft in Bereitschaft gehalten werden und erlauben schnelle Reaktionszeiten. Die Taktung kann durch einen definierten Fahrplan zu festgelegten Zeiten oder kurzfristig nach Preissignal bzw. kurzfristigem Bedarf erfolgen. Häufigere Starts und Stopps führen zu veränderten Betriebsbedingungen und Belastungen. Diese sind in entsprechendem Maße bei der Umstellung von Bestands-BHKWs sowie der Auslegung und Einbindung zusätzlicher Einheiten zu berücksichtigen.

Start und Stopp sind mit veränderten Belastungen gegenüber dem Nennlastbetrieb von Aggregaten verbunden. Unter Nennlast arbeitet der Motor in seinem optimalen Bereich (höchster Wirkungsgrad und minimaler Verschleiß). Während der Verbrennung entstehen im Brennraum hohe Temperaturen, die zu entsprechenden Belastungen der Komponenten führen. Im Nennlastbetrieb pendelt sich dabei ein stabiler Betriebszustand ein, auf den die einzelnen Bauteile, Komponenten und auch die Schmierung abgestimmt bzw. ausgelegt sind. Beim Start jedoch sind die Komponenten noch kalt und die zur Reibungsminimierung nötige Schmierung besteht noch nicht. Mit der einsetzenden Verbrennung werden die Materialien hohen Temperaturen ausgesetzt. Komponenten wie Zylinder, Zylinderköpfe und Kolben sowie die Abgasseite unterliegen beim Start hohen Temperaturunterschieden, was zu Spannungen in den Materialien und unterschiedlichen Spaltmaßen führen kann. Dies bringt Reibungseffekte mit sich, welche durch den zu Beginn des Taktes noch nicht aufgebauten Schmierfilm noch verstärkt werden können.

Um eine hohe Standzeit und Betriebssicherheit zu erhalten, müssen die vom BHKW-Hersteller vorgegebenen Mindestlaufzeiten je Start eingehalten werden. Entsprechend sind auch die Wartungsabläufe und -pläne nach den Herstellerangaben dem Taktbetrieb anzupassen. Eine detaillierte Absprache des Fahrplans zur flexiblen Stromerzeugung mit den jeweiligen BHKW-Herstellern ist zu empfehlen, um die notwendige Sicherheit für den Betrieb und mögliche Garantieansprüche bei Defekten des Aggregates zu erhalten.

Die aus häufigem Start und Stopp resultierenden ungünstigeren Betriebsbedingungen können zu geringeren Standzeiten des Motors, verminderten Wirkungsgraden und höherem Betreuungsaufwand des Aggregates führen. Eine vollständige Vermeidung der Belastungen für den Startvorgang ist nicht möglich, jedoch lassen sich durch unterstützende Maßnahmen über Hilfseinrichtungen diese Einflüsse deutlich abmildern.

3.1.1 Hilfseinrichtungen zur Startunterstützung

Wichtigste Hilfseinrichtungen zur Erreichung langer Standzeiten bei flexibel betriebenen BHKWs sind eine Vorwärmung und Vorschmierung. Bei vielen modernen Aggregaten werden derartige Einrichtungen bereits serienmäßig eingesetzt. Ein weiterer Vorteil des Einbaus von Starthilfseinrichtungen ist, neben der Standzeiterhöhung, eine höhere

Startbereitschaft des BHKWs, da geringere Widerstände überwunden werden müssen und bessere Bedingungen für die einsetzende Verbrennung herrschen (van Busshuysen und Schäfer 2004).

Vorwärmung

Die Vorwärmung des Aggregates vor dem Start ist eine effektive Möglichkeit zur Minimierung auftretender Startbelastungen. Sie führt zu erhöhter Startbereitschaft und -fähigkeit. Hierzu werden die Motorkomponenten und das Schmieröl im Vorfeld des Startes auf eine Temperatur von ca. 56–60 °C erwärmt (GE Jenbacher 2012). Genutzt wird dazu der Kühlwasserkreislauf des BHKWs. Der anfallende Installationsaufwand beschränkt sich auf die Installation der Wärmequelle, zusätzliche Bauteile für die Umschaltung des Kühlkreislaufes und die entsprechende Einbindung in die Motorsteuerung. Als Wärmequelle kann beispielsweise ein in den Kühlkreislauf eingebundener elektrischer Heizstab eingesetzt werden. Es kann auch ein Wärmespeicher im Heizkreis oder die auf der Biogasanlage vorhandene Prozesswärme genutzt werden. Bestehende Aggregate können entsprechend nachgerüstet werden. Im Vergleich zum allgemeinen Investitionsaufwand eines Biogas-BHKWs sind die Kosten für eine zusätzliche Vorwärmung als gering einzuschätzen.

Vorschmierung

Bei der Vorschmierung wird mittels einer zur Hauptölpumpe parallel angeordneten separaten Elektropumpe vor dem Start Schmieröl zu den Lagerstellen gefördert und somit eine Minimierung der Reibung erreicht. Weiterer Vorteil einer separaten Elektroölpumpe ist die Möglichkeit der Nachschmierung des Aggregates nach dem Abstellen, um noch nachdrehende Teile wie den Turbolader weiterhin mit Schmieröl zu versorgen und eine langsame Abkühlung noch heißer Bauteile sicherzustellen (GE Jenbacher 2012). Die notwendige Leistung der Pumpe ist dabei abhängig von der Aggregatgröße. Für Biogas-BHKW übliche Größen kann nach Aussagen von Herstellern etwa mit einem Leistungsbedarf von ca. 2–5 kW_{el} der separaten Elektropumpe ausgegangen werden. Kleine Aggregate bis ca. 500 kW_{el} erfordern in der Regel nach Herstellerangaben oft keine Vorschmieranlage, da bereits mit dem Anlasser die Schmierung einsetzt und nach etwa 2–3 Sekunden ein ausreichend hoher Öldruck erreicht ist.

3.1.2 Anlassersysteme

In höherem Maße gefordert sind durch den Taktbetrieb die Anlasserkomponenten, die einer häufigeren Belastung ausgesetzt sind. In der Regel werden batteriebetriebene Anlassersysteme eingesetzt. Sie beziehen ihre Antriebsenergie aus den Starterbatterien. Ziel

ist es, eine möglichst hohe Startdrehzahl zu generieren, um ein leichteres Starten zu ermöglichen (van Basshuysen und Schäfer 2004).

Als alternatives Anlassersystem kann ein Netzstartgerät eingesetzt werden. Hierbei wird der Motor durch Nutzung der Energie aus dem allgemeinen Stromnetz gestartet. Vorteil eines Netzstartgerätes gegenüber batteriebetriebenen Anlassern ist die höhere mögliche Anlassdrehzahl (ca. 20 %), sowie eine höhere Belastbarkeit.

3.2 BHKW-Teillastbetrieb

Eine weitere Option die Stromerzeugung an Biogasanlagen zu flexibilisieren, ist der Teillastbetrieb von BHKWs. Der Vorteil im Vergleich zum Taktbetrieb bei Nennlast besteht darin, dass trotz flexiblem Betrieb zusätzliche Startvorgänge vermieden werden können.

Biogas-BHKWs können im Allgemeinen im unteren Leistungsbereich mit bis zu minimal 40 % ihrer Nennleistung betrieben werden. Für den Motor bedeutet dies jedoch höhere Belastungen, da im Teillastbereich nicht die optimalen Betriebsbedingungen vorherrschen. Die Nebenantriebe, der Kühlkreislauf und der Schmierölkreislauf sind für den Nennlastbetrieb aufeinander abgestimmt. Pumpen oder Turbolader arbeiten im Teillastbereich nicht mehr in ihrem optimalen Betriebspunkt. Dies verursacht beispielsweise einen erhöhten Schmierölverbrauch sowie erhöhten Hilfsenergiebedarf. Auch der Teillastbetrieb ist mit einer größeren Menge an anfallendem Kondensat verbunden, da der im Vergleich mit dem Nennlastbetrieb geringere Abgasvolumenstrom schneller abkühlt. Des Weiteren erfolgt die Verbrennung des Brennstoff-Luft-Gemisches nicht mehr optimal und der Motor wird durch unverbrannte Bestandteile des Gasgemisches höheren Belastungen ausgesetzt. Zudem erhöhen sich die Schadstoffemissionen (Jung und Müller 2008).

Zusammenfassend ist festzustellen, dass ein Teillastbetrieb zu erhöhten Motorbelastungen und geringeren Wirkungsgraden bei der Gasverwertung führt. In Abbildung 1 ist

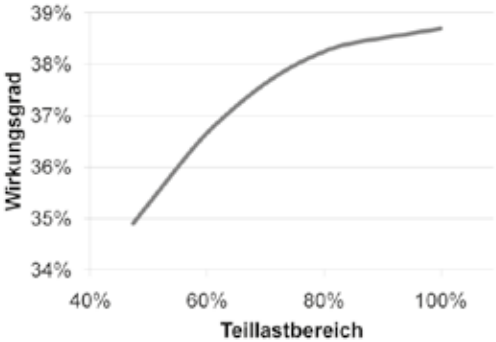


Abb. 1: Kennlinie Wirkungsgrad BHKW (2G Energietechnik 2011)

die Wirkungsgradkennlinie eines beispielhaften BHKWs im Teillastbereich dargestellt. Im Teillastbereich weist das BHKW entsprechend einen geringeren Wirkungsgrad auf. Eine deutliche Zunahme der Wirkungsgradeinbußen erfolgt dabei bereits ab 85 % der Nennleistung. In der Praxis ist dabei von noch deutlicheren Wirkungsgradeinbußen auszugehen, die zusätzlich 1–2 Prozentpunkte betragen können (Jung und Müller 2008).

Allgemein gilt, dass ab ca. 90 % Teillast ein energetisch effizienterer Betrieb von Biogas-BHKWs durch Takten bei Volllast erreicht werden kann (Jung und Müller 2008). Hohe Teillastbetriebszeiten bergen die Gefahr, zusätzliche Strommarkterlöse durch eine schlechtere Verwertung des Biogases und den damit verbundenen erhöhten Rohstoffeinsatz zu verlieren.

Es ist anzunehmen, dass das BHKW im Teillastbetrieb etwas geringeren Belastungen als bei häufigeren Starts ausgesetzt ist, jedoch kann dem BHKW im Volllast-Taktbetrieb durch kürzere Betriebszeiten für die Erzeugung der gleichen Strommenge eine längere Lebensdauer in Jahren zugeschrieben werden.

Dennoch ergeben sich auf Biogasanlagen immer wieder Situationen, in denen teilweiser Teillastbetrieb durchaus interessant erscheint. Zum Beispiel können Startprobleme durch kurzfristige Störungen der Vergärung oder eine notwendige permanente Wärmeversorgung externer Abnehmer auftreten.

Gerade die Wärmeversorgung der Biogasanlage oder externer Abnehmer kann je nach Gegebenheiten vor Ort ein weiteres wichtiges Argument für oder gegen den Teillastbetrieb sein.

3.3 Gasaufbereitung

Die Gasaufbereitung sowie die Gasstrecke einer Biogasanlage müssen bei einer flexiblen Stromerzeugung auf den erhöhten Gasdurchfluss bei der maximalen Stromproduktion ausgelegt sein.

Durch die mit der flexiblen Stromerzeugung verbundenen ungünstigen Bedingungen für das BHKW, welche durch den Taktbetrieb bzw. den Teillastbetrieb hervorgerufen werden, wird das BHKW vorwiegend durch hohe Wassergehalte und Schwefelwasserstoffgehalte im Biogas stärker belastet als im Grundlastbetrieb. Aus diesem Grund ist auch die Qualität der Gasaufbereitung für die flexible Stromerzeugung entsprechend in Absprache mit den jeweiligen BHKW-Herstellern an die geänderten Anforderungen anzupassen.

3.4 Sicherstellen der Wärmeversorgung

In erster Linie wird an Biogasanlagen Wärme benötigt um den Gärprozess aufrechtzuerhalten. Dazu ist für die Vergärung ein stabiles, gleichmäßiges Temperaturniveau notwendig. Je nach Wärmeverlusten der Behälter ist dabei mehr oder weniger thermische Energie notwendig. Momentan erfolgt die Wärmebereitstellung auf Biogasanlagen durch

den permanenten Betrieb von BHKWs. Kurzfristige Wartungsarbeiten oder Störungen können dabei in der Regel durch die in den Behältern gespeicherte Wärme problemlos überbrückt werden. Das Temperaturniveau der Behälter bleibt dabei in einem für den Gärprozess vertretbaren Rahmen.

Der Wärmebedarf zur Fermenterbeheizung ist dabei von vielen Faktoren abhängig und hochgradig anlagenspezifisch. Neben dem Temperaturniveau der Prozessführung und den eingesetzten Substraten spielt auch die Verweilzeit eine Rolle. Auch die bauliche Ausführung der Behälter ist von Bedeutung. Neben der Wärmeisolation der Behälterwände spielt die Art der Behälterabdeckung eine wichtige Rolle. Beispielsweise isolieren Behälterabdeckungen mit Doppelmembranen deutlich besser als einfache Behälterabdeckungen.

Im Allgemeinen sind Behälter von Biogasanlagen gut isoliert und die Massen in den Behältern ausreichend groß, sodass die Substrattemperatur bei einem BHKW-Stillstand von wenigen Stunden nicht signifikant absinkt und der Gärprozess davon unbeeinträchtigt bleibt.

Um die Wärmeversorgung der Fermenter sicherzustellen gilt es, die Stillstandzeiten der Gasverwertung entsprechend durch Fahrpläne (Grundlast/Spitzenlast) oder separate Wärmespeicher zu überbrücken, um eine stabile Substrattemperatur gewährleisten zu können.

Mit entsprechend dimensionierten Wärmespeichern lassen sich auch etwaige Wärmekonzepte mit einer flexiblen Stromerzeugung vereinbaren. Letztendlich wird durch zusätzlich installierte Stromerzeugungskapazitäten sowie Wärmespeicher zusätzliche Redundanz bei der Wärmeversorgung geschaffen. Die Flexibilität der Anlage bzw. die Fahrpläne können im Jahresverlauf entsprechend der Jahresdauerlinie der Wärmenutzungskonzepte variiert und angepasst werden.

4 Fazit

Die mit dem flexiblen Anlagenbetrieb verbundenen neuen Anforderungen an die Komponenten der Gasspeicherung, der Gasaufbereitung, der Gasverwertung und der Wärmenutzung können mit der verfügbaren Technik bereits erfüllt werden.

Anlagen mit zusätzlicher installierter Leistung sollten die Möglichkeit nutzen und durch eine Flexibilisierung der Stromerzeugung höhere Stromvergütungen generieren. Viele Anlagen sind hierfür bereits technisch geeignet.

Dabei ergeben sich für Biogasanlagen unterschiedliche Flexibilitäten und spezifische Möglichkeiten der Fahrplangestaltung zur bedarfsgerechten Stromerzeugung.

Literatur

GE Jenbacher (Hrsg.) (2012): Technische Beschreibung BHKW JMS 312 GS-B.L, Jenbach (Austria): GE Jenbacher GmbH & Co OG

Jung, U.; Müller, R. (2008): Teillast oder Takten? BWK Das Energie-Fachmagazin, Ausgabe 6, S. 45–47

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) (Hrsg.) (2009): Faustzahlen Biogas. 2. Aufl.

Van Basshuysen, R.; Schäfer, F. (2004): Lexikon Motorentechnik. 1. Aufl., Vieweg Verlag, Wiesbaden

2G Energietechnik (2011): Planungsdaten 2G-KWK-190BG/50 Hz, Version 1.3, Heek: 2G Energietechnik GmbH

Mikrobiologie bei der Hydrolyse in Biogasanlagen

Wolfgang H. Schwarz

1 Zusammenfassung

Die Bakteriengemeinschaft in Biogasanlagen ist in der Lage, die sehr unterschiedlich aufgebauten Polysaccharide in Pflanzenzellwänden zu niedermolekularen Zuckern abzubauen. Diese Polysaccharide sind entweder chemisch homogen und (poly-)kristallin, wie z. B. Cellulose oder Stärke, oder sie sind chemisch und physikalisch äußerst heterogen, wie z. B. Xylan, Xyloglucan, Glucomannan oder Pectin. Die Vielfalt der Substrate erfordert eine Vielzahl von abbauenden Enzymen, die durch unterschiedliche Mikroorganismen bereitgestellt werden, die sich dann z. T. synergistisch ergänzen. Darüber hinaus bestehen zwischen den Bakterien gegenseitige Abhängigkeiten und Stoffflüsse, wie z. B. die Zuckerfreisetzung oder die Bildung kurzkettiger Fettsäuren durch den Stoffwechsel hydrolytischer Bakterien, die dadurch Nahrung für andere Bakterien liefern. Einige Beispiele dafür werden in diesem Beitrag beschrieben.

2 Hintergrund

Die Biogastechnologie ermöglicht die Nutzung einer breiten Vielfalt von organischen Stoffen, auch in „unsauberen“, heterogenen Mischungen. Sie gewinnt aus diesem Material ein einheitliches Gasgemisch aus CO_2 und CH_4, aus dem der Energieträger Methangas durch Gasaufbereitung einfach gewonnen werden kann (FNR 2012). Die Breite der Substrate unterscheidet die Biogastechnologie von anderen Biotechnologien, die meist auf ausgewählte und homogene Substrate gleichbleibender Qualität angewiesen sind. Biogas ist dabei unter den derzeit angewandten, auf Energiepflanzen beruhenden Technologien der flächeneffizienteste nachhaltig gewonnene Energieträger. Er kann zudem noch aus einer Vielfalt von pflanzlichen oder nichtpflanzlichen Abfall- oder Reststoffen und Nebenprodukten gewonnen werden (Schwarz 2006, Antoni et al. 2007).

In diesem Artikel soll insbesondere auf den Abbau der Substrate pflanzlichen Ursprungs eingegangen werden. Diese sind hauptsächlich aus Zuckern aufgebaut, die in den Gerüst- und Speichersubstanzen der Pflanze enthalten sind: In Stärke, Cellulose, Hemicellulose, Pectin und anderen polymeren Substanzen machen sie einen Großteil der Pflanzenbiomasse aus. Die Zucker werden durch die Photosynthese mithilfe der Sonnenenergie und aus dem CO_2 der Luft und Wasser aufgebaut – sie sind also gespeicherte

Sonnenenergie, die CO_2-aufkommensneutral als primäre Energieträger genutzt werden können (Schwarz et al. 2011). Diese Zucker können unter anderem durch biologische, anaerobe Prozesse wieder freigesetzt und durch den Stoffwechsel in energiereiche Produkte umgewandelt werden, die dann durch biotechnologische Prozesse für industrielle Zwecke genutzt werden können. Methan ist hierfür ein herausragendes Beispiel, da es durch eine relativ robuste Technologie einen hochwertigen, vielfach verwendbaren Energieträger darstellt, für den bereits eine Lagerungs-, Verteilungs- und Nutzungsinfrastruktur existiert, die nicht erst aufgebaut werden muss (FNR 2010).

Zusätzlich zu den verschiedenen Typen von Biomasse (Silage aus Energiepflanzen, Reststoffe, Abfälle etc.) ist auch jeder Typ von Pflanzen-Biomasse noch in sich heterogen und besteht aus mehreren, aus Zuckern aufgebauten Polymeren. Dies sind hauptsächlich:

- Pectin – aus Galacturonsäure aufgebaut, α-1,4-verknüpft; hochgradig verestert mit Methylgruppen; gibt dem Pflanzengewebe (besonders in Früchten) Festigkeit, Wasserspeicher- und Leitfähigkeit.
- Hemicellulose – äußerst heterogen aus verschiedenen Zuckern mit unterschiedlichen Verknüpfungstypen aufgebaut; enthält Seitengruppen; teilweise mit Ester-Seitengruppen; verbindet Cellulosefibrillen.
- Stärke – einheitlich aus Glucose aufgebaut, im Unterschied zur Cellulose aber in α-1,4- und α-1,6-Bindungen, teilweise verzweigt; bildet in unterschiedlichen Verknüpfungstypen schichtweise polykristalline Körner auf; dient als Speicherstoff der Pflanzen.

Abb. 1: In Biogasanlagen üblicherweise verwendete Maissilage, gehäckselt; dieses Material muss durch die Bakteriengemeinschaften in seine Moleküle zerlegt werden (Foto: W. H. Schwarz)

- Cellulose – lineare, parallel angeordnete Molekülstränge aus einheitlich β-1,4-verknüpften Glucoseresten; mehrere Moleküle sind zu einer Cellulosefibrille kristallisiert und dadurch extrem stabil; verleiht der Pflanze (zusammen mit Lignin) Festigkeit und Standvermögen (Schwarz 2006).

Alle diese verschieden aufgebauten Substanzen sind in der Pflanzenzellwand ineinander verwoben und müssen gemeinsam abgebaut werden. In Abbildung 1 ist zu sehen, dass das Substrat für den Biogasprozess üblicherweise nur grob gehäckselt wird – damit ist der Molekülverbund in der Pflanzenzellwand zum größten Teil noch vollständig erhalten. Zum Abbau jeder dieser einzelnen Substanzen ist aber ein Konsortium von kooperierenden, einander zuarbeitenden Enzymen notwendig, sogenannten Enzymsystemen. Abbau nur einer dieser Faserbestandteile bringt zwar eine Massenverringerung, aber nur eine begrenzte Volumenreduzierung, da die Faserstruktur insgesamt noch im Wesentlichen intakt bleibt. Außerdem ist der wesentlich größte Zuckerbestandteil in der Cellulose gebunden, die von Hemicellulosen und Pectin umhüllt ist – um die Cellulose also abbauen zu können, müssen biologisch-enzymatische Systeme die Cellulosefibrillen zuerst von den sie bedeckenden Hemicellulose- und Pectinschichten befreien. Alle diese Enzyme zum Abbau der Polymere müssen direkten Zugang zum Substrat haben und damit aus den Zellen ausgeschieden werden (extrazelluläre Enzyme). Erst die in diesem ersten Abbauschritt entstandenen Oligosaccharide können in die Zellen durch spezialisierte Aufnahmesysteme aufgenommen und dann in der Zelle weiter verarbeitet werden. Alternativ werden die Oligosaccharide durch Glycosidasen außerhalb der Zelle in die Zuckermonomere gespalten, die dann von den Bakterien aufgenommen werden können.

2.1 Abbau von Pectin

Das meist hoch-methylierte Pectin kann durch Pectinlyase depolymerisiert werden. Effektiver scheint es aber zu sein, das Pectin zuerst von den Ester-Seitenketten zu befreien und dann in kurze Stücke zu verdauen. Die Deesterifizierung wird durch die extracelluläre Pectinesterase bewerkstelligt. Die entstandene Polygalakturonsäure (Pectat) kann nun durch ein Zusammenspiel von Pectatlyase und Polygalakturonase zu Oligosacchariden oder zu monomerer Galacturonsäure abgebaut werden. Beide können in die Zelle aufgenommen und in den Stoffwechsel der Bakterienzelle überführt werden. Vorher werden die aufgenommenen Oligosaccharide noch durch eine zellinterne Oligogalakturonidase zu den Monomeren abgebaut. Das Pectin abbauende Bakterium *Erwinia chrysanthemi* stellt für diese Schritte allein für den enzymatischen Abbau 12 verschiedene Enzyme bereit (Hugouvieux-Cotte-Pattat et al. 1996).

2.2 Abbau von Hemicellulose

Ein Großteil der Hemicellulose kann – abhängig vom Pflanzengewebe – aus Xylan bestehen. Dieses enthält ein Rückgrat aus β-1,4-verknüpften Xyloseresten, die entweder mit Arabinose (α-Arabinofuranosid) oder mit α-Glucuronsäureresten verzweigt sind (Arabinoxylan oder Glucuronoxylan). Arabinoxylan ist dabei in Nadelhölzern und bei Gräsern (z.B. Getreide) sehr häufig, Glucuronoxylan findet man eher bei Blütenpflanzen. Meist ist Xylan dabei entweder methyliert (bei Glucuronoxylan) oder verestert mit Acetyl- oder Feruloyl-Seitenketten. Unsubstituiertes Xylan ist äußerst selten. Sowohl die Veresterungen als auch die glycosidischen Seitenketten müssen vor der Spaltung der Hauptkette entfernt werden, wofür jeweils eigene Esterasen und Glycosidasen notwendig sind, die von den abbauenden Bakterien in das Medium ausgeschieden werden.

Die genannte Struktur der Xylane ist jedoch eine vereinfachte Modellvorstellung, da es in der Natur sehr unterschiedliche Hemicellulosen gibt, die neben den 5er-Zuckern Xylose und Arabinose auch 6er-Zucker enthalten wie Galactose, Fucose, Mannose, Rhamnose und andere. Zwei davon sind im Folgenden als Beispiele genannt:

- Xyloglucan – ein Rückgrat aus β-1,4-verknüpften Glucoseresten ist in Vierergruppen mit α-1,6-Xyloseresten verzweigt, an die α-1,2-Galactose und/oder α-1,2-Fucosereste gebunden sein können; es kommt besonders häufig in der primären Zellwand bei zweikeimblättrigen Pflanzen vor, aber auch bei einigen Algen. Xyloglucan wird durch eine ausgeschiedene, spezialisierte Xyloglucanase sowie durch verschiedene Glycosidasen abgebaut.
- Galactomannan – ein Rückgrat aus β-1,4-verknüpften Mannopyranoseresten, die teilweise mit Acetylresten verestert sein können, ist mit α-1,6-Galactosereste verzweigt; in das Mannose-Rückgrat können in Galactoglucomannan β-1,4-Glucosereste eingelagert sein; beide Polysaccharide sind in Leguminaceen besonders häufig. Zum Abbau sind mindestens eine Mannanase, sowie Esterasen und Glycosidasen notwendig.

Daneben gibt es noch unverzweigte β-1,3- oder β-1,3-1,4-Glucane, letztere besonders bei Gräsern, sowie viele andere Polysaccharide mit verschiedenen Zuckern in unterschiedlicher Verknüpfung. Zum vollständigen Abbau ist eine große Anzahl verschiedener Esterasen, Glycosidasen und Polysaccharid-Hydrolasen notwendig.

2.3 Abbau der Stärke

- Stärke ist bei Pflanzen der Hauptspeicherstoff. Er besteht zu etwa 30 % aus α-Amylose, einem unverzweigten α-1,4-Glucan, und zu etwa 70 % aus Amylopectin, das über α-1,6-Bindungen verzweigt ist (statistisch etwa an jedem 25. Glucoserest). Stärke liegt in der Pflanze polykristallin – in kleinen Körnern – vor, die eine deutliche Schichtung durch eine abwechselnde Ablagerung von Amylose und Amylopectin zeigen. Diese natürliche Stärke (raw starch) ist nur schwer abbaubar, da die wasserunlöslichen Kör-

ner nur von außen her Schicht um Schicht abgebaut werden können (Mitsuiki et al. 2005). Deswegen besitzen die Rohstärke abbauenden Enzyme Stärke-Bindungsmodule, welche die Anlagerung des Enzyms an die Oberfläche des Stärkekorns ermöglichen und damit die Bindung des Stärkemoleküls in die kristallähnliche Struktur lockern (Rohstärkeamylase). Der Stärkeabbau erfolgt sehr langsam, da nur die an der Oberfläche liegenden Stärkemoleküle für den enzymatischen Abbau zur Verfügung stehen. Bei technischen Prozessen zum Stärkeabbau dagegen wird die Stärke durch Aufkochen verkleistert und damit hydratisiert. Es entsteht eine gelartige Struktur, die von den technischen Amylasen deutlich leichter angegriffen werden kann.

Für den Stärkeabbau produzieren Mikroorganismen 5 Typen von Enzymen:

- die α-Amylasen, die α-1,4-glycosidische Bindungen statistisch spalten,
- die β-Amylasen, die von den nichtreduzierenden Molekülenden her Maltose abspalten (Disaccharid: zwei α-1,4-verknüpfte Glucosereste),
- die Pullulanase, die die α-1,6-glucosidische Bindung spaltet,
- die Glucoamylase, die von nichtreduzierenden Ende her Glucosereste abspaltet sowie
- die Maltase, die Maltose in Glucose spaltet.

Nur die Maltase kommt intrazellulär vor.

2.4 Abbau der Cellulose

Die Cellulose ist ein unverzweigtes, β-1,4-verknüpftes, aus mehreren tausend Glucosemolekülen bestehendes Molekül. Durch seinen regelmäßigen, linearen Aufbau kristallisiert es spontan in parallelen Molekülketten zu langen Fasern, die auch beim Aufkochen wasserunlöslich sind. Durch diese kristalline Struktur ist Cellulose extrem stabil und auch durch spezialisierte Enzyme nur langsam angreifbar (Schwarz 2004). Wie bei der Rohstärke ist auch hier die feste Bindung der Cellulasen an die Kristalloberfläche (und damit deren Auflockerung) notwendig, um überhaupt eine nennenswerte Abbaueffizienz zu erreichen.

Anaerobe Bakterien haben, um einen effizienteren Abbau der Cellulose zu erreichen, einen spezialisierten Enzymkomplex entwickelt, das sogenannte Cellulosom (Schwarz et al. 2001). Dieser besteht aus einem nicht-katalytischen Rückgrat-Protein (dem Scaffoldin CipA), an das über hochspezifische Bindungen je nach Stamm 8 oder 9 verschiedene Enzymkomponenten in zufälliger Anordnung gebunden sind. Das Scaffoldin besitzt ein Bindungsmodul für kristalline Cellulose-Oberflächen (carbohydrate binding module CBM3), das den gesamten Komplex fest an die Substratoberfläche bindet. Über Ankermoleküle ist der Komplex andererseits an die Zelloberfläche gebunden, sodass die entstehenden Abbauprodukte der Cellulose (die Cellodextrine) direkt von der Zelle aufgenommen werden können. Sowohl die durch den Komplex bedingte Nähe der Enzymkomponenten zueinander, wie auch die schnelle Entfernung der aktivitätshemmenden

Abb. 2: Abbau der Cellulose von Filterpapier; die Flaschen sind zur Verhinderung von Sauerstoffzutritt luftdicht verschlossen (anaerobe Bedingungen); Linke Flasche: kein Bakterienwachstum und intakter Filterpapierstreifen; rechte Flasche: cellulolytische Bakterien haben die Fasern des Filterpapiers und seine Struktur aufgelöst (Foto: W.H. Schwarz)

Abbauprodukte aus der Umgebung der Enzyme bewirken einen Synergismus, der die Aktivität dieser Abbauanordnung auf ein Mehrfaches der Summe der in vitro messbaren Einzelaktivität der Enzyme hebt (Zverlov et al. 2008).

Der Modellorganismus des Cellulosoms, *Clostridium thermocellum*, besitzt 72 Gene für Proteinkomponenten, die im Komplex verankert sein können (Zverlov et al. 2005). Ihre Anzahl ist in Tabelle 1 aufgelistet.

Tab. 1: Liste der Gene für enzymatische Cellulosomen-Komponenten im Genom von *Clostridium thermocellum*

Anzahl	Komponenten
21	Cellulasen
4	Xylanasen
1	Xyloglucanase
5	Pectinasen
7	andere Hemicellulasen
4	Carbohydrat-Esterasen
5	Glycosidasen
8	multifunktionale Enzyme mit mehreren katalytischen Modulen

C. thermocellum ist in der Lage, mit den Hemicellulasen und Pectinasen im Cellulosom die Pflanzenfasern anzugreifen und anschließend mit seinen hocheffektiven

Cellulasen die freigelegte Cellulose zu hydrolysieren (Abb. 2). Die entstehende Galacturonsäure sowie die Abbauprodukte der Hemicellulose kann das Bakterium selbst nicht verwerten und stellt sie damit den anderen Bakterien zur Verfügung. Es ist damit als Zellfaser-Abbauer ein wichtiger Baustein in einem solchen Bakterien-Konsortium und kann damit für die Forschung als interessanter Modellorganismus für den Faserabbau im Biogasprozess dienen.

Andere Bakterien ohne Cellulosom können infolgedessen Cellulose nur viel schlechter angreifen, produzieren jedoch zum Beispiel hoch effektive Hemicellulasen, Pectinasen und/oder Amylasen. Sie können damit *C. thermocellum* in seiner Abbautätigkeit ergänzen. Zudem bewirken auch die von ihnen oft produzierten β-Glucanasen einen zusätzlichen cellulolytischen Effekt, der die Enzyme der Cellulose-Spezialisten unterstützen könnte.

Es wirken also viele verschiedene Bakterien zusammen, um einen möglichst raschen und vollständigen Abbau der Pflanzenzellwandbiomasse zu erreichen. Neben der Vielfalt schon einzeln schwer abbaubarer Polysaccharide gibt es noch Stoffverbände oder besonders dicke Zellwandstrukturen, die von außen her Schicht um Schicht nur sehr langsam und unvollständig abgebaut werden können. Dies sind insbesondere auch solche Bereiche des Substrates, die durch Wachse (wie die Cuticula) oder durch Lignin abgedeckt sind und daher für die hydrolysierenden Enzyme nicht zugänglich sind. Besonders die epicuticularen Wachse und Lignin werden unter anaeroben Bedingungen nur extrem langsam abgebaut (Barnes 1988). Über die Abbauwege und insbesondere über die Verstoffwechselung von Wachsen und Lignin unter anaeroben Bedingungen ist noch sehr wenig bekannt (Wentzel 2007).

Für den mikrobiellen Abbau der chemisch so heterogen aufgebauten Pflanzenfasern, besonders für die Hydrolyse der enthaltenen Polysaccharide, existiert eine Vielzahl unterschiedlicher, spezifischer Enzyme – ein einzelnes Bakterium könnte eine solche Vielfalt von Enzymen nicht produzieren; hierzu ist nur ein bakterielles Konsortium in der Lage. Die Strukturen der Enzyme sind in einer gut gepflegten Datenbank sortiert und in derzeit 132 Glycosid-Hydrolase-Familien eingeteilt (CAZy-Datenbank http://www.cazy.org/Glycoside-Hydrolases.html). Dort ist auch eine gute Beschreibung der Enzymaktivitäten der einzelnen Gene mit den entsprechenden Wirtsorganismen zu finden (Cantarel et al. 2009).

Ein Überblick über die oben genannten Substrate macht bereits klar, dass der Abbau der Biomasse mit mindestens 2 Geschwindigkeiten vor sich geht: Während ein Teil relativ rasch abgebaut und verstoffwechselt wird (z. B. Hemicellulose, Pectin), können andere Polysaccharide nur sehr langsam hydrolysiert werden (z. B. Rohstärke und Cellulose). In beiden Fällen werden die Hydrolyseprodukte jedoch rasch aufgenommen und verarbeitet. Dies führt zu einer komplexen Verwertungsdynamik, die bei der Modellbildung auch

noch die Mikrokompartimentierung in dem partikulären Biogassubstrat sowie die mögliche Katabolitrepression bei der Verstoffwechselung der Pentosen zu berücksichtigen hat.

3 Abbaumodell – Anreicherungskulturen

Um die Bakterien zu identifizieren, die in Biogasanlagen die verschiedenen Enzyme für die Hydrolyse der pflanzlichen Polysaccharide produzieren, wurden u. a. in der Arbeitsgruppe Anreicherungskulturen mit Proben aus Praxis-Biogasanlagen angelegt. Als Substrat diente dabei zunächst kristalline Cellulose (hier Filterpapier) als Beispiel für ein schwer abbaubares Substrat; zusätzlich wurde gemahlene Silage aus verschiedenen praxisrelevanten Energiepflanzen-Kulturen eingesetzt. Der Abbau dieser unlöslichen Substrate wurde durch Filtrieren und Massebestimmung des Feststoffanteils gemessen. Die Kulturen mit dem besten Abbau wurden weiter untersucht. Eine Liste der in diesen Kulturen vorhandenen bakteriellen Hauptvertreter ist in Tabelle 2 gezeigt. Aufgelistet sind aber nur Bakterien, deren 16S-rRNA-Sequenz zu bisher bekannten Arten nah verwandt ist – viele der gefundenen Sequenzen konnten bisher bekannten Bakteriengruppen nicht zugeordnet werden und sind hier nicht berücksichtigt.

Tab. 2: Liste der in den Proben identifizierten Bakterien (16S rRNA-Sequenzähnlichkeit zur nächsten bekannten Spezies) und ihre Eigenschaften; die Bezeichnung „sp." (species) deutet an, dass die erhaltene Sequenz nur für eine Gattungszuweisung ausreichend war (Köllmeier 2012, 2013)

Art	Eigenschaft[1)]	Art	Eigenschaft[1)]
Acetivibrio cellulolyticus	c, f	*Acholeplasma equifetale*	f
Acidaminococcus intestini	p	*Bacillus-Verwandte*	*a, h, f*
Calorimator sp.	f	*Clostridium acetireducens*	p
Clostridium alkalicellulosi	c, f	*Clostridium caenicola*	c, f
Clostridium cellobioparum	c, f	*Clostridium cellulolyticum*	c, f
Clostridium cellulosi	c, f	*Clostridium clariflavum*	c, f
Clostridium cochlearium	p	*Clostridium josui*	c, f
Clostridium papyrosolvens	c, f	*Clostridium sporogenes*	l, p
Clostridium sporosphaeroides	f	*Clostridium stercorarium*	c, h, f
Clostridium straminisolvens	c, f	*Clostridium subterminale*	l, p
Clostridium termitidis	c, f	*Clostridium thermocellum*	c, f
Clostridium thermopalmarium	f	*Clostridium thermosuccinogenes*	a,f
Coprothermobacter proteolyticus	p	*Enterococcus sp*	f
Gracilibacter thermotolerans	f	*Lutispora thermophila*	p
Peptostreptococcus sp.	p	*Streptococcus sp.*	f

Fortsetzung und Fußnote nächste Seite

Art	Eigenschaft[1)]	Art	Eigenschaft[1)]
Sporoanaerobacter sp.	f	*Symbiobacterium thermophilum*	s
Thermoanaerobacter mathranii	a, h, f	*Thermobrachium celere*	p
Thermoanaerobacterium thermosaccharolyticum	a, f	*Tissierella sp.*	p

[1)] c: cellulolytisch; a: Stärke abbauend; h: Hemicellulose abbauend; p: proteolytisch; l: lipolytisch; f: fermentativ; s: syntroph.

Nur ein Teil der in Tabelle 1 genannten Bakterien kann mit dem Cellulose-Abbau in Verbindung gebracht werden (Köllmeier et al. 2012). Die anderen sind Hemicellulose- oder Stärke-Abbauer oder verwerten die durch die hydrolytischen Bakterien freigesetzten Zucker oder deren Stoffwechselprodukte wie Alkohole oder Fettsäuren. Die identifizierten Bakterien wurden mit den Daten aus Analysen von Hochdurchsatz-Sequenzierprojekten abgeglichen, die entweder die 16S-rDNA (16S-ribosomale DNA) oder, besser noch, cDNA-Sequenzen der isolierten 16S-rRNA ausgewertet haben. Möglich wird in letzter Zeit auch ein Abgleich mit cDNA aus dem Metatranskriptom aktiv abgelesener metabolischer Gene (Zakrewski et al. 2012). Die cDNA-Analysen haben dabei den Vorteil, dass nur stoffwechselaktive Bakterien erfasst werden.

Mit den genannten Anreicherungskulturen konnten nun die optimalen Parameter für die rein hydrolytische Kulturen getestet werden. Die Vergesellschaftung mit methanogenen Archaeen, wie sie in einem Biogasfermenter vorliegt, wird dabei außer Acht gelassen.

Die optimale Temperatur für die Hydrolyse stieg bei den selektierten Kulturen in allen Versuchen bis 60 °C an und erreichte dort ihr Maximum (offensichtlich u. a. auch ein Zusammenspiel aus Hydrolyse und Verstoffwechselung der Hydrolyseprodukte). Es war dabei allerdings nicht klar, ob diese Temperatur für alle möglichen Kulturen Geltung hat, insbesondere da in der Biogasanlage durch die gleichzeitige Anwesenheit der Methanbildung die Produkthemmung durch die fermentative Säurebildung wegfällt. Dieser Anstieg bis 60 °C entspricht den Regeln der Thermodynamik, die eine erhöhte Umsatzgeschwindigkeit bei höheren Temperaturen erwarten lässt; sie wird allerdings durch die Thermosensitivität der Mikroorganismen begrenzt. Es scheint jedoch eine Temperaturobergrenze für die aktive Hydrolyse zu geben, da bei Temperaturen oberhalb von etwa 70 °C auch in vielfach wiederholten Versuchen keine hydrolytischen Kulturen mehr isoliert werden konnten.

Eine pH-Untergrenze für aktive Hydrolyse wurde bei pH 5,7 gefunden. Es konnten – aus welchen der bisher getesteten natürlichen Habitate auch immer – auch nach langer Adaptationszeit keine hydrolytischen Kulturen isoliert werden, die bei niedrigerem pH Cellulose hydrolysieren konnten. Dies steht im Gegensatz zu der Erfahrung mit Pilzenzymen, die häufig bei pH-Werten von etwa 5,5 am aktivsten sind. Unsere Ergebnisse

zeigten, dass beim anaeroben Abbau – insbesondere bei erhöhten Temperaturen – eine Hydrolyse von Cellulose bei saurem pH ineffizient, bei niedrigeren pH-Werten als 5,7 sogar unmöglich ist. Der Abbau anderer Polysaccharide wie Hemicellulose, Pectin oder Stärke wurde bislang jedoch noch nicht in gleicher Weise getestet. Der pH-Wert in aktiv laufenden Biogasanlagen liegt jedoch bei >7, was der Hydrolyse von Cellulose also entgegenkommt.

Die Versuche haben gezeigt, dass Anreicherungskulturen mit Bakterien aus Biogasanlagen wertvolle Modelle sind, um die optimalen Parameter für Einzelschritte im Biogasprozess zu untersuchen (Zverlov et al. 2009).

4 In Biogasanlagen beteiligte hydrolytische Bakterien

Bisher sind nur wenige Bakterien bekannt, die kristalline (natürlich vorkommende) Cellulose abbauen. Diejenigen unter den anaeroben Bakterien, die dies am effizientesten tun, gehören im Phylum Firmicutes zur Familie der Clostridiaceae. Die wichtigsten und am besten untersuchten sind Clostridien des Clusters III, *Clostridium cellulovorans, Clostridium cellulolyticum, Clostridium papyrosolvens* und *Clostridium thermocellum*. Etwas weniger gut Cellulose abbauend ist *Clostridium stercorarium*. Neben *C. thermocellum* und *C. stercorarium* wurde in Biogasanlagen noch das nah verwandte Bakterium *Bacteroides cellulosolvens* nachgewiesen (O´Sullivan 2007). Dabei konnte *C. thermocellum* in allen untersuchten thermophilen Biogasanlagen nachgewiesen werden (Köllmeier 2013). Dies unterstreicht die Bedeutung dieses ubiquitär vorkommenden Bakteriums, das einen besonders effektiven Cellulose-Abbauapparat besitzt (Schwarz 2001).

Die Bestimmung des Anteils von *C. thermocellum*-Zellen in Biogaskulturen erbrachte jedoch trotz seiner vermuteten Wichtigkeit für den Celluloseabbau nur geringe Zahlen. Dies stellt in Frage, ob es das einzige Cellulose abbauende Bakterium in Biogaskulturen ist. Da keine anderen bekannten cellulolytischen Bakterien gefunden wurden, kann angenommen werden, dass entweder die Abbaueffizienz von *C. thermocellum* sehr hoch ist, dass das für die Hauptabbauaktivität verantwortliche Bakterium mit den angewendeten Methoden nicht gut nachgewiesen werden kann (und damit seine Zahl unterschätzt wird), oder dass noch andere wichtige Cellulose-Abbauer in den Kulturen vorhanden sind, die bisher (noch?) nicht detektiert werden können. Da Spiking-Experimente mit Laborkulturen zufriedenstellende Ergebnisse brachten, scheint die Wiederfindung im Experiment kein Problem zu sein. Allerdings stellt die Kultivierung vieler anaerober Bakterien ein großes Problem dar; so lässt sich vermuten, dass noch viele cellulolytische Bakterien unbekannt sind und mit den angewendeten molekularbiologisch-bioinformatischen Methoden bisher nicht identifiziert werden können (Zverlov et al., 2009). Deshalb

wird in einem laufenden Projekt zur Gewinnung der hierfür notwendigen Basisdaten die Isolierung cellulolytischer Bakterien vorangetrieben.

5 Synergismus verschiedener Bakterien

Mischkulturen hydrolytischer Bakterien zeigen durch ein Ineinandergreifen und eine gegenseitige Ergänzung der verschiedenen hydrolytischen Aktivitäten einen schnelleren Substratabbau als die einzelnen (Rein-)Stämme. So konnte für eine Co-Kultur von *C. thermocellum* (cellulolytisch) mit *C. stercorarium* (hemicellulolytisch) ein schnellerer Abbau von Maissilage gezeigt werden, als dies jedes Bakterium allein konnte, obwohl *C. thermocellum* auch Hemicellulose und *C. stercorarium* auch Cellulose abbauen kann (Zverlov et al. 2010). Dies ist sicher u. a. auf einen Synergismus der von den beiden Bakterien bereitgestellten Enzymsysteme zurückzuführen, könnte aber auch auf eine gegenseitige Wachstumsstimulierung hindeuten.

Über die Abbaufähigkeiten der Bakterien hinaus ist auch die Bereitstellung von Intermediärprodukten als Substrat für die in Gemeinschaft lebenden nächsten Stufen der Biogasproduktionskette ein wichtiges Merkmal der hydrolytischen Bakterien (Abb. 3). So kann z. B. *C. thermocellum* Glucose und andere Monosaccharide (insbesondere Pentosen) nicht verwerten und stellt sie daher anderen Bakterien als Kohlenstoff- und Energiequelle zur Verfügung (*C. thermocellum* verstoffwechselt ausschließlich Cellodextrine). Auch produzieren die hydrolytischen, saccharolytischen Bakterien ein Gemisch aus Alkoholen (Ethanol, Butanol), organischen Säuren (Acetat, Butyrat, Propionat, Lactat etc.) und

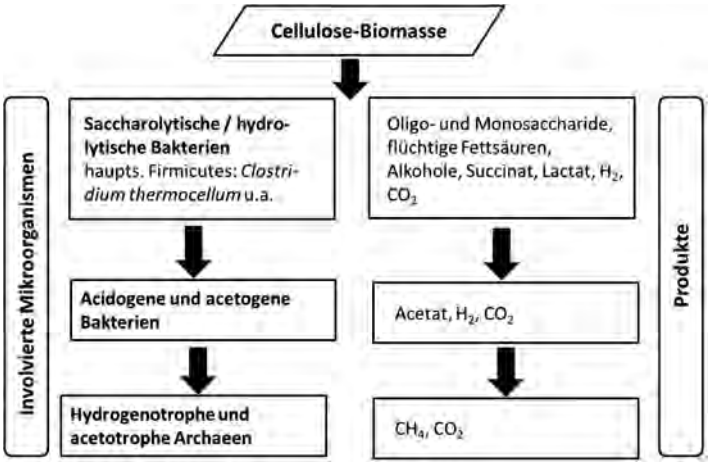


Abb. 3: Schema der am Biogasprozess beteiligten Bakterien/Archaeen und der von ihnen ausgeschiedenen Stoffwechselprodukte

Aldhyden (Acetaldehyd), sowie die Hydrolysegase CO_2 und H_2, die den syntrophen und methanogenen Bakterien als Energiequelle dienen können und von ihnen verwertet werden. Die hydrolytischen Bakterien sind also in der Zuckerverwertungsschiene die erste Stufe der Verwertungskaskade.

Die bisher durchgeführten Experimente zu den bakteriellen Biogaskulturen zeigen, dass es eine große Vielfalt unterschiedlich aktiver Bakterien gibt, deren Aktivitäten ineinandergreifen und sich gegenseitig bei der Hydrolyse der pflanzlichen Biomasse unterstützen. Die wesentlichen Bedingungen für eine optimale Hydrolyse konnten u. a. aus Anreicherungskulturen hergeleitet werden – sie wurden teilweise in der Praxis von Technikumsfermentern überprüft (Kooperation mit Projektpartnern in Weihenstephan und Hohenheim). Diese Ergebnisse können zu einer Verbesserung des Biogasverfahrens führen, müssen jedoch noch mit den Parametern für die syntrophen Bakterien und die methanproduzierenden Archaeen zusammengeführt werden.

Literatur

Antoni, D.; Zverlov, V.V.; Schwarz, W.H. (2007): Biofuels from microbes. Appl. Microbiol. Biotechnol. 77, p. 23–35

Barnes, J.D.; Davison, A.W.; Booth, T.A. (1988): Ozone accelerates structural degradation of epicuticular wax on Norway spruce needles. New Phytol. 110, p. 309–318

Cantarel, B.L.; Coutinho, P.M.; Rancurel, C.; Bernard, T.; Lombard, V.; Henrissat, B. (2009): The Carbohydrate-Active EnZymes database (CAZy): an expert resource for Glycogenomics. Nucleic Acids Res. 37, D 233–238

FNR (2012): Biogas. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow

FNR (2010): Leitfaden Biogas, von der Gewinnung zur Nutzung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow

Hugouvieux-Cotte-Pattat, N.; Condemine, G.; Nasser, W.; Reverchon, S. (1996): Regulation of pectinolysis in Erwinia chrysanthemi. Ann. Rev. Microbiol. 50, p. 213–257

Köllmeier, T.; Zverlov, V.V.; Schwarz, W.H. (2012): Mikrobiologie der Hydrolyse von Pflanzenfasern in Biogasanlagen. Bornimer Agrartechnische Berichte. BiogasPOTENZIALE. Erkennen, Erforschen, Erwirtschaften. Ed. S. Köhler. Heft 79, S. 99–113

Köllmeier, T. (2013): Analyse spezialisierter Bakteriengemeinschaften und deren cellulolytische Hauptvertreter für die Hydrolyse in thermophilen Biogasanlagen. Promotionsarbeit, Technische Universität München

Mitsuiki, S.; Mukae, K.; Sakai, M.; Goto, M.; Hayashida, S.; Furukawa, K. (2005): Comparative characterization of raw starch hydrolyzing α-amylases from various Bacillus strains. Enzyme Microb. Technol. 37, p. 410–416

O'Sullivan, C.; Burrell, P.C.; Clarke, P.W.; Blackall, L.L. (2007): A survey of the relative abundance of specific groups of cellulose degrading bacteria in anaerobic environments using fluorescence in situ hybridization. J. Appl. Microbiol. 103, p. 1332–1343

Schwarz, W.H. (2001): The cellulosome and cellulose degradation by anaerobic bacteria. Appl. Microbiol. Biotechnol. 56, p. 634–649

Schwarz, W.H. (2004): Cellulose – Struktur ohne Ende. Naturwiss. Rundschau, 8, S. 443–445

Schwarz, W.H. (2006): Nachwachsende Kraftstoffe. Naturwiss. Rundschau, 693, S. 151–154

Schwarz, W.H.; Gonzalez Bello, O.J.; de Jong, W.; Leahy, J.J.; Oakey, J.; Oyaas, K.; Sorum, L.; Steinmüller, H. (2011): Scientific Assessment in support of the Materials Roadmap enabling Low Carbon Energy Technologies. Bioenergy. In: JRC Scientific and Technical Reports. Strategic Energy Technology Plan, EUR 25154 EN-2011, European Comission

Wentzel, A.; Ellingsen, T.E.; Kotlar, H.K.; Zotchev, S.B.; Throne-Holst, M. (2007): Bacterial metabolism of long-chain n-alkanes. Appl. Microbol. Biotechnol. 76, p. 1209–1221

Zakrewski, M.; Goesmann, A.; Jaenicke, S.; Jünemann, S.; Eikmeyer, F; Szczepanowski, R.; Al-Soud, W.A.; Sorensen, S.; Pühler, A.; Schlüter, A. (2012): Profiling of the metabolically active community from a production-scale biogas plant by means of high-throughput metatranscriptomic sequencing. J. Biotechnol. 158, p. 248–258

Zverlov, V.V., Kellermann, J., Schwarz, W.H. (2005): Functional subgenomics of *Clostridium thermocellum cellulosoma*l genes: Identification of the major catalytic components in the extracellular complex and detection of three new enzymes. Proteomics 5, p. 3646–3653

Zverlov, V.V.; Klupp, M.; Krauss, J.; Schwarz, W.H. (2008): Mutations in the scaffoldin gene cipA of *Clostridium thermocellum* with impaired cellulosome formation and cellulose hydrolysis: insertions of a new transposable element, IS1447, and implications for cellulase synergism on crystalline cellulose. J. Bacteriol. 190, p. 4321–4327

Zverlov, V.V.; Hiegl, W.; Köck, D.E.; Kellermann, J.; Schwarz, W.H. (2009): Prevalence and role of hydrolytic bacteria in mesophilic and thermophilic biogas reactors. Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, „Internationale Wissenschaftstagung Biogas Science 2009“ 2(16), p. 617–626

Zverlov, V.V.; Hiegl, W.; Köck, D.E.; Kellermann, J.; Köllmeier, T.; Schwarz, W.H. (2010): Hydrolytic bacteria in mesophilic and thermophilic degradation of plant biomass. Eng. Life Sci. 10, p. 528-536; Engineering in Life Sciences, DOI: 10.1002/elsc.201000059

Danksagung

Daten zu dieser Arbeit stammen aus Projektarbeiten von Wolfgang Hiegl, Tanja Köllmeier und Daniela Köck. Zu den Ergebnissen mitgewirkt haben Sarah Schiffner, Melanie Semmler, Stefanie Redl, Lara Kuntz, Caroline Hauser, Florian Baumgärtner, Philip Hanuschick und Ilka Sührer. Bei der Interpretation der Ergebnisse und der Betreuung der Arbeiten hat Vladimir V. Zverlov mitgewirkt. Proben von Biogasanlagen wurden meist über die Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (Michael Lebuhn) zur Verfügung gestellt. Ich danke Vladimir Zverlov, Alexander Pechtl und Daniela Köllmeier für Diskussionen und Korrekturlesen. Die Projekte wurden gefördert von BMELV (“FABES: Mikrobiologische Optimierung der Hydrolyse und ökologisch-ökonomische Bewertung”, FKZ 703SF0346C) und BMBF (“Etablierung eines core-Mikrobioms für Biogasanlagen”, FKZ 220017012). Allen Partnern in diesen Projekten gebührt Dank für die vertrauensvolle Zusammenarbeit und die Diskussion der Ergebnisse.

Zweiphasige Vergärung – Welche Parameter beeinflussen den Stoffumsatz

Andreas Lemmer, Jonas Lindner, Simon Zielonka

1 Kurzfassung

In vielen Literaturstellen wird die primäre Gärung (Hydrolyse und Acidogenese) als limitierender Schritt der anaeroben Konversion von Biomasse zu Biogas beschrieben. Die Mikroorganismen der primären Gärung unterscheiden sich hinsichtlich Physiologie, Nährstoffbedarf, Wachstumskinetik und Milieubedingungen sehr stark von den methanogenen Mikroorganismen (Pohland und Ghosh 1971). Während in einphasigen Anlagen die pH-Werte des Substrates im Fermenter zwischen 6,8 und 8,0 liegen, wird für die primären Gärer ein optimaler pH-Wert von 5,2 bis 6,5 empfohlen (Demirel und Yenigün 2002).

Im Rahmen der Untersuchung sollte ein Modul entwickelt werden, das eine physikalische Trennung der primären Gärung von der Methanbildung herbeiführt und eine Regulierung des pH-Wertes während der Gärung durch die pH-Wert abhängige Rückführung des Effluentes aus dem Methanreaktor in den Primärgärer ermöglicht. Somit konnten systematische Untersuchungen zum Einfluss des pH-Wertes während der Säurebildung auf den Gesamtmethanertrag und den Gesamtabbau bei der Fermentation feststoffreicher Substrate durchgeführt werden. In bisherigen Untersuchungen zu dieser Thematik erfolgte die Regulierung des pH-Wertes während der Säurebildung i.d.R. durch die Zugabe von Natronlauge zum Prozess (Zoetemeyer et al. 1982).

Die Untersuchungen zur Auswirkung des pH-Wertes auf den Prozess ergaben bei den untersuchten Substraten einen höheren Abbaugrad bei höheren bzw. neutralen pH-Werten im Hydrolysefermenter. Diese Ergebnisse wurden auch von den Projektpartnern bestätigt und stehen im Widerspruch zu den bisherigen Literaturangaben.

Im Rahmen des Projektes konnte mit der entwickelten zweiphasigen Anlagentechnik eine Fraktionierung der gebildeten Gase bereits während der Fermentation erreicht werden. Dies führt dazu, dass das im Methanreaktor gebildete Biogas auch beim Einsatz von kohlenhydratreichen Ausgangsstoffen Methangehalte von über 80 % erreichen kann.

2 Einleitung

Die anaerobe Konversion von Biomasse zu Biogas ist eine komplexe Abfolge von 4 mikrobiellen Schritten (Hydrolyse, Acidogenese, Acetogenese und Methanogenese) (Bischofs-

berger et al. 2005). Die acidogenen und methanogenen Mikroorganismen unterscheiden sich stark in ihrer Physiologie, ihrer Nährstoffaufnahme, ihrem Nährstoffbedarf, ihrem Wachstum, ihrem optimalen pH-Wert und in ihrer Widerstandskraft gegenüber Veränderungen von Umweltbedingungen (Pohland und Ghosh 1971, Anderson et al. 1994). Lebensbedingungen, die das Wachstum von acidogenen Mikroorganismen fördern, wie ein geringer pH-Wert, können zu einer Hemmung der methanogenen Mikroorganismen führen (Anderson et al. 1994).

Für eine Optimierung des Prozesses schlugen bereits Pohland und Ghosh (1971) vor, den Prozess in 2 Reaktoren aufzuteilen, um optimale Umweltbedingungen für jede Mikroorganismengruppe zu schaffen. In der ersten Phase findet die Bildung der flüchtigen Fettsäuren statt, während in der zweiten Phase methanogene Mikroorganismen flüchtige Fettsäuren in Methan und Kohlenstoffdioxid umwandeln (Ueno et al. 2007, Azbar und Speece 2001). Cohen et al. (1979) und Fox und Pohland (1994) stellten fest, dass dies zu einer Steigerung der Prozessstabilität durch Einstellung optimaler pH-Werte und Temperaturen in jeder Phase, Kontrolle der Raumbelastung und der Verhinderung einer Anreicherung an flüchtigen Fettsäuren im Methanreaktor führt. Laut einiger Literaturquellen ist die spezifische Methanproduktion in zweiphasigen Anlagen bei der Vergärung von organischen Abfallstoffen und Haushaltsabfällen um bis zu 24 % höher als in einphasigen Anlagen (Schievano et al. 2012, Luo et al. 2011, Lin et al. 2006, Cohen et al. 1980). Ein weiterer großer Vorteil der zweiphasigen Prozessführung ist die Fraktionierung der Gase bereits während der Fermentation. Dadurch können im Methanreaktor auch bei kohlenhydratreichen Ausgangsstoffen Methangehalte von über 80 % erreicht werden (Hahn et al. 2012).

Neuere Untersuchungen stellen die Hypothese des höheren Methanertrages zweiphasiger Systeme jedoch in Frage. Mikrobielle Untersuchungen an der Technischen Universität München (TUM) zum Einfluss des pH-Werts auf die Abbauleistung cellulolytischer Kulturen in der Hydrolyse zeigten bei Maisilage einen Abbaugrad von 38 % bei pH 5,8, von 62 % bei pH 6,4 und über 82 % bei pH-Werten über 7,1 (Zverlov et al. 2010). In einem weiteren Experiment wurde der Einfluss des Start-pH-Werts auf den Heu-Stroh-Abbau einer Mischkultur untersucht. Es zeigte sich bei pH-Werten unter 6,2 keinerlei hydrolytische Aktivität und ein Optimum bei einem pH-Wert von 8.0 (Abb. 1).

Im Rahmen dieser Studie sollte der Einfluss des pH-Wertes während der Hydrolyse und Acidogenese auf den Abbaugrad der Substrate, den Gesamtmethanertrag einer zweiphasigen Anlage sowie die Zusammensetzung der Produktgase der einzelnen Prozessstufen in einer kontinuierlich betriebenen Laboranlage untersucht werden. Die Laboranlage sollte dabei so konzipiert werden, dass der pH-Wert in der Hydrolyse und Acidogenese permanent reguliert werden kann. In der Literatur werden 3 Verfahren zur pH-Wert-Regulierung beschrieben. Bei diesen wird der pH-Wert mittels Zugabe von Natronlauge

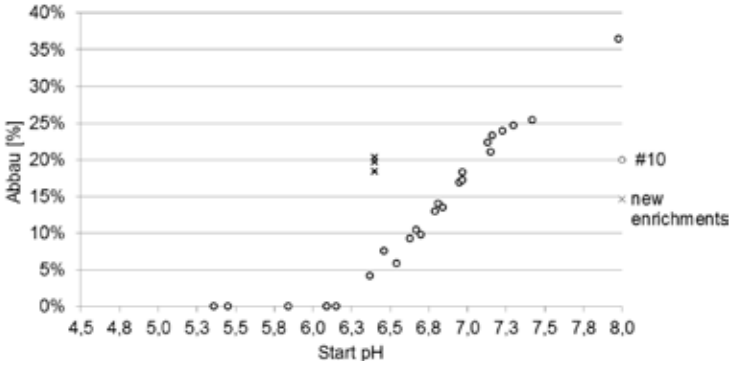


Abb. 1: Einfluss des Start-pH-Wertes auf den oTS-Abbau eines Heu-Stroh-Gemischs nach 7 Tagen Inkubation mit der Kultur #10; die Kultur #10 besteht aus 50 % *Clostridium thermocellum*, 16,7 % *Thermoanaerobacter sp.* und 16,7% *Clostridiales bacterium*, 16,7 % uncultured Firmicutes
(Köllmeier et al. 2012)

in den Hydrolysefermenter, durch diskontinuierliche Zirkulation zwischen Hydrolysefermenter und Methanreaktor oder mittels einer Kombination aus einer diskontinuierlichen Zirkulation und der Zugabe von Natronlauge in den Hydrolysefermenter betrieben (Cohen et al. 1979, Viéitez und Ghosh 1999, Horiuchi et al. 1999, Romli et al. 1994). Im Gegensatz dazu sollte an der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie der Universität Hohenheim eine Versuchsanlage im Labormaßstab entwickelt und aufgebaut werden, deren Regulation durch eine kontinuierliche, pH-Wert abhängige Rückführung des Effluents des Methanreaktors ohne Zusatz von Additiven erfolgt.

3 Material und Methoden

3.1 Aufbau der Versuchsanlage

Die Versuche wurden im Biogaslabor der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie der Universität Hohenheim durchgeführt. Die zweiphasige Biogasanlage bestand aus einem kontinuierlichen Hydrolysefermenter sowie aus 2 Festbettmethanreaktoren. Der Hydrolysefermenter war als horizontaler Rührkesselreaktor ausgeführt und aus Edelstahl gefertigt (Durchmesser DN 400, Gesamtvolumen von 124 l). Dieser Reaktor wurde durch 2 Lochsiebplatten mit einem Lochdurchmesser von 5 mm in ein Feststoffsegment mit einem Volumen von 100 l und in ein Flüssigkeitssegment mit 24 l aufgeteilt. Um eine sichere Faserabtrennung zwischen den Segmenten zu gewährleisten, wurde zwischen die beiden Siebplatten ein Edelstahlgewebe mit 100 µm Maschenweite gespannt (Abb. 2).

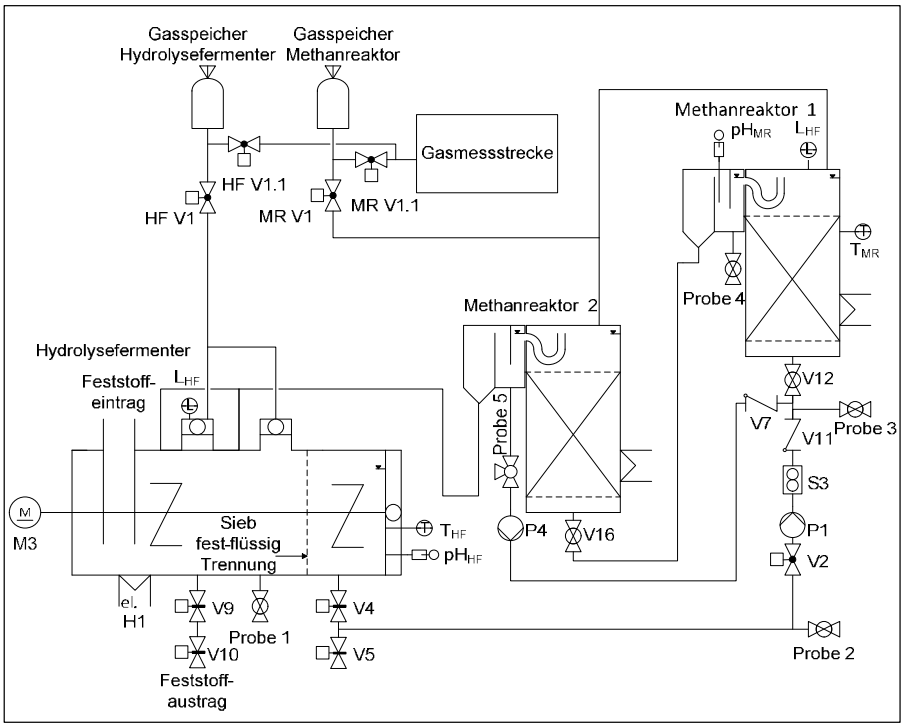


Abb. 2: Rohrleitungs- und Instrumentenplan der Versuchsanlage mit Hydrolysefermenter, den Methanreaktoren, der Speicherung des Biogases und Weiterleitung zur Gasmessstrecke

Zur Durchmischung war ein horizontales Haspelrührwerk mit 3 Rührstäben im Flüssigkeitssegment und 9 Rührstäben im Feststoffsegment eingebaut. Die Welle des Rührwerks war auf der Seite des Flüssigkeitssegments in einem Gleitlager gelagert und wurde auf der Seite des Feststoffsegments durch eine Stopfbuchse nach außen geführt. Der Antrieb der Welle erfolgte durch einen 24-V-Gleichstrommotor (M3) mit einer Leistung von 500 W und einer Nenndrehzahl von 450 r min^{-1} (Fa. unitemotor) über einen Zahnriemenantrieb. An der Rührwerkswelle wurden auf der Seite des Feststoffsegments 2 Bürsten an den Lochsiebplatten eingebaut, um das Gewebe zu reinigen.

Der Hydrolysefermenter wurde durch 8 elektrische Heizfolien (H1, Fa. Thermo Flächenheizungs GmbH) mit je einer Leistung von 200 W auf eine Temperatur von 60 °C beheizt. Um einen Gasaustritt bei der Fütterung zu vermeiden, ragte ein 40 cm langes DN 100 Tauchrohr in den Hydrolysefermenter, welches durch einen Kunststoffstopfen verschlossen wurde. Als Feststoffaustrag diente eine Taktschleuse aus 2 pneumatisch gesteuerten Plattenschiebern (V9, V10, Fa. VAG, Typ ZETA DN100-PN10) mit einem Volumen von circa 1,2 l. Der Flüssigkeitsaustrag erfolgte zwischen den Plattenschiebern V4 und V5. Im Flüssigkeitssegment wurde der pH-Wert (pHHF, Fa. Endress + Hauser, Typ

Orbipac CPF81D) und die Temperatur (THF, Fa. Jumo, Typ Widerstandsthermometer PT 100 mit Anschlusskopf) erfasst. Im Feststoffsegment war ein Füllstandsensor (LHF, Fa. Endress + Hauser, Typ Liquiphant T FTL20) eingebaut, um ein Überlaufen des Fermenters bei Verstopfung des Siebes zu verhindern (Abb. 2). Als Methanreaktoren wurden 2 zylindrische Festbettreaktoren mit einem Reaktorvolumen von ca. 62 l eingesetzt. Die Reaktoren waren mit einer losen Füllkörperschüttung (Fa. Rauschert Typ Bioflow 40: Oberfläche 305 m^2 m^3) als Besiedelungsfläche für die Mikroorganismen gefüllt. Das Füllkörperschüttvolumen betrug ca. 58 l, die Füllkörperoberfläche 5,5 m^2 und das Flüssigkeitsvolumen ca. 40 l. Der Flüssigkeitsaustrag erfolgte durch einen Siphon in ein Absetzbecken mit einem Volumen von ca. 2,8 l. Zur Beheizung waren die Reaktoren als isolierte Doppelmantelreaktoren ausgeführt und mit einem Wasserbad auf eine Temperatur von 37 °C beheizt. Eine Messsonde mit einem Pt 1 000 Sensor (THF) an der Spitze und einer Länge von 75 cm wurde von oben durch den Deckel zur Temperaturerfassung montiert. Mittels der Kreiselpumpe (P4, Fa. EHEIM Typ universal 1048, Durchfluss 2 l min^{-1}) wurden die Reaktoren aus dem Absetzbecken alle 6 Minuten für 3 Minuten umgewälzt (Abb. 2). Im Deckel des Reaktors war außerdem ein Füllstandsensor (LMR Fa. Endress + Hauser, Typ Liquiphant T FTL20) als Überfüllungsschutz und im Absetzbecken ein pH-Sensor (pHMR) eingebaut (Fa. Endress + Hauser, Typ Orbisint CPS11D) (Abb. 2).

Sank der pH-Wert in dem Hydrolysefermenter unter einen einstellbaren Sollwert ab, wurde alle 30 Minuten 1 l Hydrolysat mit der Schlauchpumpe (P1) in die Methanreaktoren gepumpt. Das gleiche Volumen an Effluent lief über einen freien Überlauf im Absetzbecken in den zweiten Methanreaktor und anschließend in den Hydrolysefermenter zurück. Das Austauschvolumen wurde über den Durchflussmesser (S3, Fa. Endress + Hauser, Typ Promag 53P) erfasst. Das Kugelventil (V2) und das Rückschlagventil (V11) verhinderten ein Zurücklaufen des Hydrolysates. Es bestand die Möglichkeit, aus und zwischen jedem Reaktor eine Probe zu nehmen (Probe 1 bis Probe 5). Das gebildete Gas wurde in Gassäcken gespeichert und alle 24 h auf die Methan-, Kohlenstoffdioxid- und Wasserstoffkonzentration hin analysiert (Gasanalysator Fa. SICK MAIHAK S710). Das Gasvolumen wurde mit einem Trommelgaszähler (Fa. Ritter Typ TG 20/5) erfasst und anschließend auf Normbedingungen korrigiert (Abb. 2).

3.2 Versuchsdurchführung

Zu Beginn des Versuchs wurde die Anlage mit 20,1 kg Substrat aus einer Hydrolyse einer Praxisbiogasanlage, mit 30,8 kg separierter Dünngülle aus der Forschungsbiogasanlage „Unterer Lindenhof“, mit 30,6 kg aus dem vorhergehenden Versuch in dieser Anlage sowie 33,3 kg aus einer Batch-Hydrolyse im Perkolationsverfahren befüllt.

Als Substrat wurde Maissilage der Versuchsstation Agrarwissenschaften „Standort Lindenhöfe“ der Universität Hohenheim verwendet. Die Anlage wurde täglich mit

1,9 kg FM Maissilage beschickt, die einen durchschnittlichen Trockensubstanzgehalt von 305,2 g kg^{-1} und einen Rohaschegehalt von 43,1 g kg^{-1} aufwies. Anhand der FoTs-Schätzgleichung nach Weissbach (2009) betrug der Biogasertrag 625 Nl kg^{-1} und der Methanertrag 328 Nl kg^{-1}.

Eine durch den oTS-Abbaugrad der Gesamtanlage ermittelte Feststoffmasse wurde vor jeder Fütterung aus dem Hydrolysefermenter entnommen. Die Flüssigphase wurde durch Abpressen von dem Feststoff getrennt und anschließend in den Hydrolysefermenter zurückgeführt. Der Wasserverlust wurde durch Zugabe von Wasser ausgeglichen. Um einen Mangel an Spurenelementen im Methanreaktor zu vermeiden, wurde ein Nährstoffausgleich gemäß der Richtwerte von Vintiloiu et al. (2013) vorgenommen. Dazu wurde eine Spurenelementmischung verwendet (Fa. Schaumann, Typ BC.PRO).

Die durchgeführten Versuche gliederten sich in 3 Versuchsphasen mit unterschiedlichen Soll-pH-Werten: pH 5,5, pH 6,0 und pH 7,5. Jede Versuchsphase wurde begonnen, wenn der Ist-pH-Wert den Soll-pH-Wert erreichte. Diese wurde beendet, wenn mindestens 10 konstante Versuchstage und vergleichbare Standardabweichungen der Ist-pH-Werte erreicht wurden. Die Raumbelastung betrug 5,0 kg m^{-3} d^{-1} bezogen auf das Gesamtvolumen des Hydrolysefermenters und 6,4 kg m^{-3} d^{-1} im Feststoffsegment. Die Verweilzeiten betrugen ca. 38 und 30 Tage.

3.3 Laboranalytik

Die TS/oTS-Gehalte der Maissilage und des Gärrestes wurden durch Trocknung (105 °C; 24 h) und Veraschung (550 °C; 8 h) bestimmt. Außerdem wurde bei den Silagen der Gehalt an flüchtigen Fettsäuren, Zuckerverbindungen und Alkoholen zur Gärsäurekorrektur nach Weissbach und Strubelt (2008) analysiert. Im Hydrolysat nach dem Hydrolysefermenter und im Effluent nach dem Methanreaktor wurden der CSB-Gehalt und der Gehalt an flüchtigen Fettsäuren, Alkoholen und Zuckerverbindungen analysiert.

4 Ergebnisse und Diskussion

4.1 Stabilität des pH-Wertes in der Hydrolyse bei verschiedenen Soll-pH-Werten

Die entwickelte Anlagentechnik der Laboranlage ermöglichte die zweiphasige Vergärung von Biomasse mit einem einstellbaren pH-Wert während der primären Gärung ohne Zugabe von Zusatzstoffen. Sobald der Ist-pH-Wert den Soll-pH-Wert verfehlte, wurde von der Anlagensteuerung aktiv gegengesteuert. Durch die Zugabe von frischem Substrat in den Hydrolysefermenter kam es zu einer gesteigerten Säurebildung. Die Säurebildung führte zu einem Absinken des Ist-pH-Wertes. Sofern der Ist-pH-Wert im Hydrolysefer-

menter unter den Soll-pH-Wert abfiel, konnte der pH-Wert mittels basischem Effluent aus dem Methanreaktor ausgeglichen werden.

Die beschriebene pH-Wert-Regulation konnte für die Soll-pH-Werte 5,5, 6,0 und 7,5 mit einer hohen Präzision durchgeführt werden (Abb. 3). Beim Soll-pH-Wert von 6,5 wurden dagegen im Hydrolysefermenter keine stabilen Fermentationsprozesse erreicht. Die Rückführung des Effluentes aus dem Methanreaktor führte dazu, dass mehrfach spontan die Methanbildung einsetzte, was zu einem sehr raschen Abbau der Säuren im Hydrolysefermenter und einem Anstieg des pH-Wertes führte. Selbst eine Erhöhung der Raumbelastung führte bei diesem Soll-pH-Wert nicht zu einer Stabilisierung des Prozesses. Die weiteren Untersuchungen beschränken sich daher auf die pH-Werte 5,5, 6,5 und 7,5.

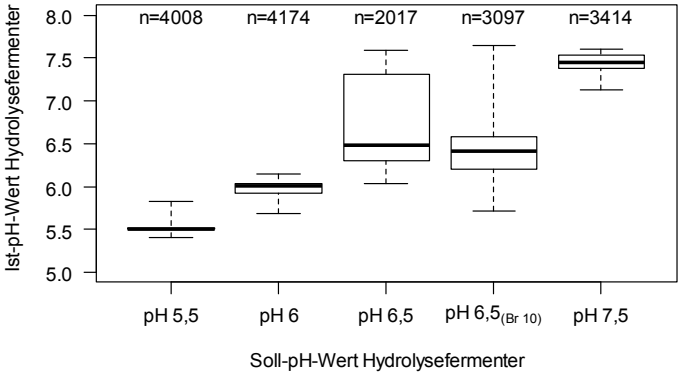


Abb. 3: Vergleich der vorgegebenen Soll-pH-Werte und der realisierten Ist-pH-Werte im Hydrolysefermenter mit interner Fest-/Flüssigtrennung

4.2 Einfluss des Soll-pH-Wertes auf die Intermediatbildung

Im Folgenden sind die Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Soll-pH-Werten auf das Essigsäureäquivalent und die CSB-Konzentration im Hydrolysat nach dem Hydrolysefermenter dargestellt (Abb. 4).

Die höchste CSB-Konzentration konnte bei einem Soll-pH-Wert von 5,5 mit 53,2 ± 7,9 g kg^{-1} gemessen werden. Ein Anstieg des Soll-pH-Wertes führte zu einem Abfallen der CSB-Konzentration. Bei einem Soll-pH-Wert von 7,5 betrug die CSB-Konzentration noch 27,6 ± 3,6 g kg^{-1}. Das maximale Essigsäureäquivalent im Hydrolysat wurde bei einem Soll-pH-Wert von 6 (12,6 ± 0,4 g kg^{-1}) und das minimale bei pH 7,5 (1 ± 0,5 g kg^{-1}) festgestellt. Bei einem Soll-pH-Wert von 5,5 sank das Essigsäureäquivalent um 9 % (11,5 ± 0,9 g kg^{-1}) im Vergleich zu pH 6,0 (Abb. 4). Im Methanreaktor konnten bei pH 5,5 und pH 6,0 90 % des Essigsäureäquivalents und bei einem Soll-pH-Wert von 7,5 über 98 % abgebaut werden.

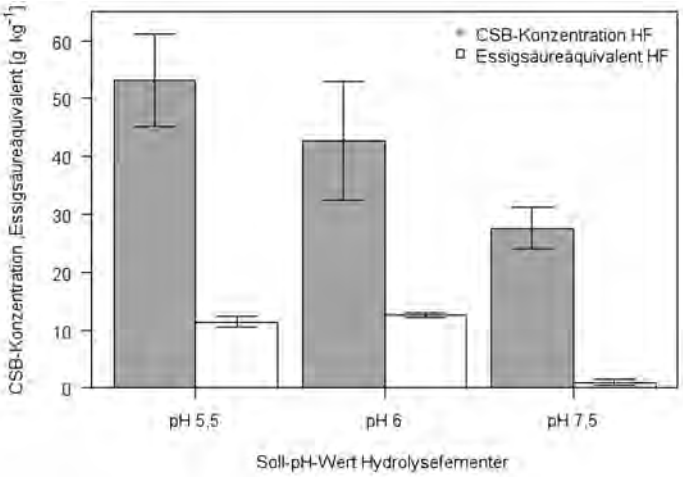


Abb. 4: Einfluss verschiedener Soll-pH-Werte im Hydrolysefermenter auf das Essigsäureäquivalent und die CSB-Konzentration des Hydrolysates nach dem Hydrolysefermenter

4.3 Einfluss des Soll-pH-Wertes auf den spezifischen Methanertrag

Zwischen dem spezifischen Methanertrag der Gesamtanlage und dem Soll-pH-Wert im Hydrolysefermenter konnte ein deutlicher Zusammenhang beobachtet werden. Der spezifische Methanertrag stieg von pH 5,5 mit einem Mittelwert bei 170,3 ± 51,2 Nl kg^{-1} um 21,5 % bei pH 6,0 an und erreichte bei pH 7,5 sein Maximum mit 411,6 ± 3,0 Nl kg^{-1}. Die geringsten Abweichungen der Minimal- und Maximalwerte von den Mittelwerten konnten bei pH 7,5 und die größten bei pH 5,5 ermittelt werden (Abb. 5). Der weit über dem theoretischen Methanertrag liegende spezifische Methanertrag bei pH 7,5 kann durch

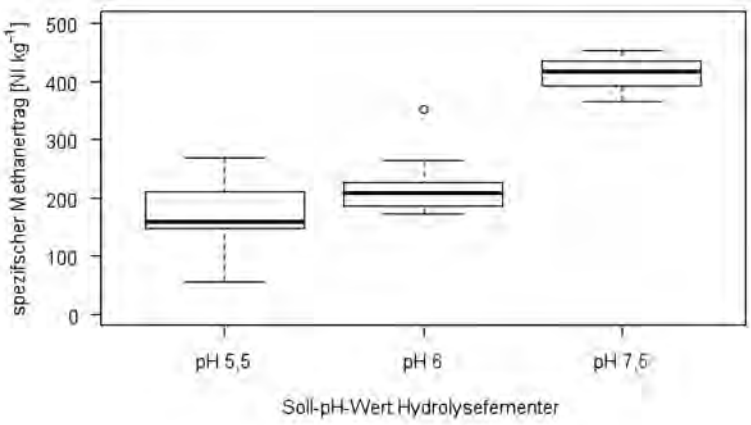


Abb. 5: Veränderungen des substratspezifischen Methanertrages der Gesamtanlage bei verschiedenen Soll-pH-Werten im Hydrolysefermenter

einen verschleppten Abbau von organischen Stoffen aus vorherigen Versuchsphasen erklärt werden.

4.4 Massenbilanz bei verschiedenen Soll-pH-Werten

Die in den durchgeführten Versuchen festgestellten Unterschiede in den oTS-Massenbilanzen bei verschiedenen Soll-pH-Werten sind in Abbildung 6 dargestellt. Der Mittelwert der zugeführten organischen Trockenmasse betrug über alle Versuchsphasen 591,6 ± 22,6 g d^{-1}. In der Versuchsphase pH 5,5 wurden 57,0 % (336,6 ± 47,5 g d^{-1}) der zugeführten organischen Trockenmasse wieder über den Gärrest aus der Anlage ausgetragen. Die Gärrest-Entnahmemassen reduzierten sich deutlich in den Versuchsphasen pH 6,0 und pH 7,5 auf 182,2 ± 65,1 g d^{-1} und 60,1 ± 16,0 g d^{-1}.

Im Hydrolysefermenter wurde bei Soll-pH-Wert 5,5 die geringste Biogasmasse mit 115,6 ± 17,9 g d^{-1} gebildet. Bei einem Anstieg des Soll-pH-Wertes auf 7,5 kam es zu einer Steigerung der Biogasmasse im Hydrolysefermenter um 78 %. Im Methanreaktor konnte eine gegenläufige Tendenz beobachtet werden. Die Masse an produziertem Biogas im Methanreaktor sank mit einem Ansteigen des Soll-pH-Wertes im Hydrolysefermenter. Das Maximum betrug bei pH 5,5 336,6 ± 50,9 g d^{-1}. Bei einem Anstieg des Soll-pH-Wertes Anstieg auf pH 6,0 fiel die Biogasmasse des Methanreaktors auf 104,8 ± 16,0 g d^{-1} ab und erreichte bei pH 7,5 ihr Minimum mit 75,7 ± 20,6 g d^{-1}.

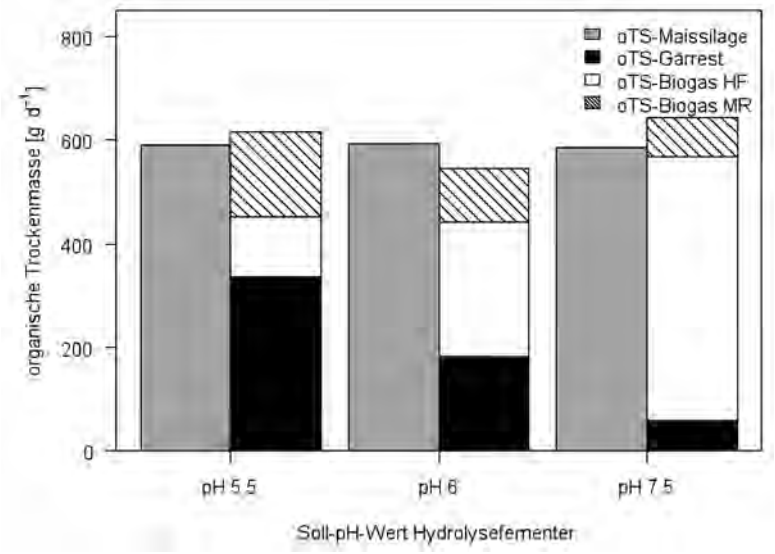


Abb. 6: Einfluss des Soll-pH-Wertes im Hydrolysefermenter auf die Massenbilanz der Versuchsanlage; im linken Balken ist jeweils die täglich zugeführte Masse an organischer Trockenmasse und im rechten Balken die täglich entnommene organische Trockenmasse mit dem Gärrest und die zu Biogas im Hydrolysefermenter und Methanreaktor abgebaute organische Trockenmasse dargestellt

Die Differenzen zwischen den zugeführten und abgebauten bzw. entnommenen oTS-Massen wurden durch Schwankungen bei der täglichen Gärrestentnahme bedingt. Die höhere Masse der Produkte im Vergleich zu der zugeführten organischen Trockenmasse bei dem Soll-pH-Wert 7,5 zeigte den Abbau angereicherter organischer Trockenmasse aus vorhergehenden Versuchshasen (Abb. 6).

Die durchgeführten Versuche zeigten ähnliche Ergebnisse wie die Versuche an der TU München (Zverlov et al. 2010, Köllmeier et al. 2012). Mit steigendem pH-Wert während der primären und sekundären Gärung erhöhte sich sowohl der Abbaugrad der zugeführten Biomasse als auch der Gesamtmethanertrag der Anlage. Damit stehen die Ergebnisse im Widerspruch zu verschiedenen Literaturangaben. Jedoch kann mit einem Ansteigen des pH-Wertes die Methanbildung im Hydrolysefermenter nicht mehr unterdrückt werden und es kommt zu einer sukzessiven Annäherung an einen einphasigen Prozess.

Literatur

Anderson, GK.; Kasapgil, B.; Ince, O. (1994): Microbiological study of two-stage anaerobic digestion during start-up. Water Research, Volume 28, Issue 11, p. 2383–2392

Azbar, N.; Speece, R.E. (2001): Two-Phase, Two-Stage, and Single-Stage Anaerobic Process Comparison. Journal of Environmental Engineering, Vol. 127, No. 3, p. 240–248

Bischofsberger, W.; Dichtl, N.; Rosenwinkel, K. (2005): Mikrobiologische Grundlagen. Böhnke, B. (Ed.): Anaerobtechnik, Springer Verlag, Heidelberg, S. 23–48

Cohen, A.; Breure, A.M.; van Andel, J.G.; van Deursen, A. (1980): Influence of phase separation on the anaerobic digestion of glucose—I maximum COD-turnover rate during continuous operation. Water Research, Volume 14, Issue 10, p. 1439–1448

Cohen, A.; Zoetemeyer, R.J.; van Deursen, A.; van Andel, J.G. (1979): Anaerobic digestion of glucose with separated acid production and methane formation. Water Research, p. 571–580

Demirel, B.; Yenigün, O. (2002): Two-phase anaerobic digestion processes: a review. Journal of Chemical Technology & Biotechnology, Volume 77, Issue 7, p. 743–755

Fox, P.; Pohland, G.K. (1994): Anaerobic Treatment Applications and Fundamentals: Substrate Specificity during Phase Separation. Water Environment Federation, Volume 66, No. 5, p. 716–724

Hahn, F.; Lindner, J.; Zielonka, S.; Lemmer A. (2012): Optimierung der Hydrolyse durch gezielte pH-Wert Steuerung. Bornimer Agrartechnische Berichte, Band 79, p. 45–57

Horiuchi, J.; Shimizu, T.; Kanno, T.; Kobayashi, M. (1999): Dynamic behavior in response to pH shift during anaerobic acidogenesis with a chemostat culture. Biotechnology Techniques, Volume 13, Issue 3, p. 155–157

Köllmeier, T.; Zverlov, V.V.; Schwarz, W.H. (2012): Mikrobiologie der Hydrolyse von Pflanzenfasern in Biogasanlagen, Bornimer Agrartechnische Berichte, Heft 79, p. 99-113

Liu, D.; Liu, D.; Zeng, R.J.; Angelidaki, I. (2006): Hydrogen and methane production from household solid waste in the two-stage fermentation process. Water Research, Volume 40, Issue 11, p. 2230–2236

Luo, G.; Xie, L.; Zhou, Q.; Angelidaki, I. (2011): Enhancement of bioenergy production from organic wastes by two-stage anaerobic hydrogen and methane production process. Bioresource Technology, Volume 102, Issue 18, p. 8700–8706

Pohland, FG.; Ghosh, S. (1971): Developments in anaerobic stabilization of organic wastes-the two-phase concept. Enviromental Letters, p. 255–266

Romli, M.; Greenfield, P.F.; Lee, P.L. (1994): Effect of recycle on a two-phase high-rate anaerobic wastewater treatment system, Water Research, Volume 1, Issue 4, p. 475–482

Schievano, A.; Tenca, A.; Scaglia, B.; Merlino, G.; Rizzi, A.; Daffonchio, D.; Oberti, R.; Adani, F. (2012): Two-Stage vs Single-Stage Thermophilic Anaerobic Digestion: Comparison of Energy Production and Biodegradation Efficiencies. Environmental Science Technology 46 (15), p. 8502–8510

Ueno, Y.; Tatara, M.; Fukui, H.; Makiuchi, T.; Goto, M.; Sode, K. (2007): Production of hydrogen and methane from organic solid wastes by phase-separation of anaerobic process. Bioresource Technology, Volume 98, Issue 9, p. 1861–1865

Viéitez, E.R.; Ghosh, S. (1999): Biogasification of solid wastes by two-phase anaerobic fermentation. Biomass and Bioenergy, Volume 16, Issue 5, p. 299–309

Vintiloiu, A.; Boxriker, M.; Lemmer, A.; Oechsner, H.; Jungbluth T.; Mathies, E.; Ramhold, D. (2013): Effect of ethylenediaminetetraacetic acid (EDTA) on the bioavailability of trace elements during anaerobic digestion. Chemical Engineering Journal, Volume 223, p. 436–441

Weißbach, F. (2009): Neue Methoden zur Bewertung von Substraten für die Biogasgewinnung. Wie viel Biogas liefern Nachwachsende Rohstoffe? Neue Landwirtschaft, S. 107–112

Weißbach, F.; Strubelt, C. (2008): Die Korrektur des Trockensubstanzgehaltes von Maissilagen als Substrat für Biogasanlagen. Landtechnik, S. 82–83

Zoetemeyer, RJ.; van den Heuvel, JC.; Cohen, A. (1982): pH influence on acidogenic dissimilation of glucose in an anaerobic digest. Water research, p. 303–311

Zverlov, V.V.; Hiegl, W.; Köck, D.E.; Kellermann, J.; Köllmeier, T.; Schwarz, W.H. (2010): Hydrolytic bacteria in mesophilic and thermophilic degradation of plant biomass. Engineering in Life Sciences, Volume 10, Issue 6, p. 528–536

Danksagung

Die Forschungsarbeit wurde vom Bundesministerium für Bildung und Forschung über den Projektträger Jülich des Forschungszentrums Jülich GmbH unter dem Kennzeichen 03SF0349D finanziert.

Die Untersuchungen wurden im Rahmen des Verbundforschungsprojektes „FABES-Modul: Bioraffinerie-Modul zum gerichtet-fermentativen Aufschluss von Biomasse für eine kombinierte energetische und stoffliche Verwertung“ durchgeführt. Weitere Informationen unter: http://www.biogas-network.de/

Analytische Begleitung von Hydrolyseanlagen in der Praxis

Gerd-Rainer Vollmer

1 Einleitung

Im Zusammenhang mit den steigenden Rohstoffpreisen werden gegenwärtig wieder zunehmend unterschiedliche Möglichkeiten der Substratvorbehandlung diskutiert und entsprechende Aggregate auch am Markt angeboten.

Neben der mechanischen Aufbereitung kann die Zerkleinerung durch Ultraschall oder Hochspannung erfolgen. Weitere Verfahren setzen beim Fermenterinhalt an, um biologisch noch nicht abgebaute Substratbestandteile aufzuschließen.

In der Diskussion über Vorteilswirkungen einer zweistufigen Verfahrensführung mit Hydrolyse werden folgende Argumente angeführt (Oechsner et al. 2009):

1. Erhöhung der Energieausbeute aus nachwachsenden Rohstoffen (Methanertrag)
2. Höherer Methananteil im Biogas
3. Aufschluss mikrobiell schwer zugänglicher Inhaltsstoffe wie Zellulose
4. Deutlich reduzierte Fermentervolumina durch höhere Raumbelastungen und kürzere mittlere hydraulische Verweilzeiten

Während die getrennte Hydrolyse in der Abfallvergärung Stand der Technik ist, gibt es im Bereich landwirtschaftlicher Biogasanlagen bisher wenige Praxiserfahrungen.

Ziel des von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) geförderten Vorhabens ist es, den Betrieb zweistufiger Biogasanlagen analytisch zu begleiten und Optimierungspotenziale zu erkennen. Durch entsprechende Laboruntersuchungen sollen Planungsparameter für eventuell neu zu errichtende Hydrolysefermenter erarbeitet werden.

2 Ausgewählte Biogasanlagen

Die Messwertaufnahme erfolgte an 3 Biogasanlagen:

2.1 Biogasanlage Nordhausen

Anlagenkomponenten	Größe
Hydrolyse	400 m^3
Fermenter	2 x 3 200 m^3
Nachgärer	2 x 8 000 m^3
BHKW	2 x 230 kW (wärmegeführt) 1 x 716 kW 1 x 600 kW 1 x 537 kW

Abb. 1: Biogasanlage mit Hydrolyse – Standort Nordhausen

Einsatzstoffe

- Schweinegülle
- Hühnertrockenkot
- Körnermais
- Maissilage
- Getreide

2.2 Biogasanlage Uthleben

Anlagenkomponenten	Größe
Hydrolyse	500 m^3
Fermenter	2 x 5 000 m^3
Nachgärer	1 x 3 400 m^3
BHKW	2 x 800 kW

Abb. 2: Hydrolysefermenter – Standort Uthleben

Einsatzstoffe

- Schweinegülle
- Hühnertrockenkot
- Maissilage
- Körnermais
- GPS
- Getreide

2.3 Biogasanlage Rappelsdorf (Schleusingen)

Anlagenkomponenten	Größe
Hydrolyse	250 m^3
Fermenter	2 x 1 200 m^3
Nachgärer	1 x 1 800 m^3
BHKW	3 x 190 kW

Abb. 3: Biogasanlage mit Hydrolyse – Standort Rappelsdorf (Schleusingen)

Einsatzstoffe

- Rindergülle
- Rinderfestmist
- Maissilage
- Körnermais
- Grassilage
- GPS Raps
- Weidelgras

Für die Biogasanlage Nordhausen ist der Gülleanteil ausreichend, um die Pump- und Mischfähigkeit des Substrates abzusichern. In den Biogasanlagen Uthleben und Rappelsdorf wird Recyclat in die Hydrolysefermenter zurückgeführt. In Rappelsdorf wird über ein Gebläse Luft in den Fermenter dosiert (bis 10 m^3/h).

3 Ausgewählte Untersuchungsergebnisse

Über die Einsatzstofftagebücher können die entsprechenden Mengen ermittelt werden. Allerdings unterliegt die Substratverfügbarkeit den praxisüblichen Schwankungen, sodass von den 9 Untersuchungsmonaten je Anlage ein repräsentativer Monat ausgewählt wurde.

3.1 Biogasanlage Nordhausen – April 2012

Folgende Einsatzstoffe wurden in der Biogasanlage Nordhausen verarbeitet (Tab. 1):

Tab. 1: Einsatzstoffe April 2012

Substrate	Verarbeitungsmenge t/d
Schweinegülle	235
Maissilage	35
Körnermais	1,5
Getreide	12
Hühnertrockenkot	11
Gesamtmenge	**294,5**

Zulauf und Ablauf des Hydrolysefermenters hatten folgende Analysewerte (Tab. 2):

Tab. 2: Untersuchungsergebnisse – Zulauf und Ablauf Hydrolyse

Parameter	TS %	oTS %	FS[1)] mg/l	pH-Wert	TAC[2)] mg $CaCO_3$/l
Zulauf	10,2	8,4	6 600	6,90	11 700
Ablauf	11,0	9,5	16 250	5,77	4 690

[1)] FS – Fettsäuren – entspricht Essigsäureäquivalent.
[2)] TAC - Totales Anorganischesn Carbonat.

Die mittlere hydraulische Verweilzeit war 1,3 Tage, die Temperatur betrug 20 °C. Im April 2012 lag die Biogasproduktion bei 21 520 m^3/d und der Methananteil bei 53 %. Der entsprechende KTBL-Wert wäre 20 015 m^3/d (KTBL 2010).

3.2 Biogasanlage Uthleben – März 2012

Folgende Einsatzstoffe wurden in der Biogasanlage Uthleben verarbeitet (Tab. 3):

Tab. 3: Einsatzstoffe März 2012

Substrate	Verarbeitungsmenge t/d
Schweinegülle/Recyclat	108
Maissilage	30
Körnermais	1
Getreide	6
Hühnertrockenkot	2
Gesamtmenge	**147**

Zulauf und Ablauf wurden wie folgt analysiert (Tab. 4):

Tab. 4: Analysenwerte Zulauf und Ablauf Hydrolyse

Parameter	TS %	oTS %	FS mg/l	pH-Wert	TAC mg $CaCO_3$/l
Zulauf	12,1	11,1	5 240	6,55	3 690
Ablauf	11,1	9,7	11 300	5,95	4 020

Die mittlere hydraulische Verweilzeit war 3,4 Tage, die Temperatur betrug 10 °C (Recyclat aus Gärrestlager). Im März 2012 wurden 12 620 m^3/d Biogas (CH_4 61 %) generiert. Der KTBL-Wert für die genannten Einsatzstoffe (Tab. 3) wäre 11 330 m^3/d (KTBL 2010).

3.3 Biogasanlage Rappelsdorf – März 2012

Folgende Einsatzstoffe wurden eingesetzt (Tab. 5):

Tab. 5: Einsatzstoffe März 2012

Substrate	Verarbeitungsmenge t/d
Rindergülle/Flüssigphase Gärrest	142
Maissilage	9
Grassilage	5
Getreide	0,7
Stallmist	8,5
Weidelgras	6
Körnermais	0,4
Gesamtmenge	**171,6**

In die Hydrolyse wurden ca. 100 m^3/d separierter Gärrest (Flüssigphase aus den Presseschneckenseparator) gefördert.

Zulauf und Ablauf des Hydrolysefermenters zeigten folgende Analysenwerte:

Tab. 6: Zulauf- und Ablaufwerte Hydrolyse Rappelsdorf

Parameter	TS %	oTS %	FS mg/l	pH-Wert	TAC mg $CaCO_3$/l
Zulauf	9,0	7,7	7930	6,22	3970
Ablauf	9,6	7,9	10770	6,40	4090

Die mittlere hydraulische Verweilzeit war 1,4 Tage, die Temperatur betrug 30 °C. Im März 2012 wurden 6053 m^3/d Biogas (CH_4 57 %) in der Anlage erzeugt. Der KTBL-Wert ist 5540 m^3/d.

4 Ergebnisse der begleitenden Laboruntersuchungen

Die in den Praxisanlagen durchgeführten Untersuchungen mit dem Ziel, Optimierungspotenziale für die Erhöhung der energetischen Effizienz von Biogasanlagen zu entwickeln, wurden durch Laboruntersuchungen untersetzt.

Dazu wurden Untersuchungen zur Quantifizierung der Hydrolyseleistungen mit quasikontinuierlicher Fermentation von Input und Output der Hydrolysefermenter der unter Punkt 2 aufgeführten Biogasanlagen durchgeführt.

Für die Versuche wurden Laborfermenter mit 8 l Nutzvolumen eingesetzt, die thermostatierbar sind und mittels Rührer durchmischt werden. Über die Zugabe- und Entnahmemenge (quasikontinuierliche Verfahrensführung) ist die Einstellung der Fermenterbelastung problemlos steuerbar. Die erzeugte Biogasmenge wird über Präzisionsgaszähler erfasst und der Methananteil des Biogases diskontinuierlich ermittelt.

4.1 Biogasanlage Nordhausen

Um den Einfluss der Raumbelastung für die vergleichende Bewertung der Biogasproduktion aus dem Zulauf und dem Ablauf der Hydrolysefermenter zurückzustellen, wurde zunächst eine geringe Raumbelastung gewählt.

Tab. 7: Kinetische Parameter

Kinetische Parameter	Einheit	Zugabe Hydrolyse	Ablauf Hydrolyse
Raumbelastung	g/(l · d)	1,6	1,6
Biogasproduktion	Nl/d	6,99	7,09
Methananteil	Vol.%	54,4	58,8
Biogasausbeute	Nl/kg oTS	556	564
Biogasausbeute	Nl/kg FM[2)]	43	44

[2)] FM – Frischmasse.

Erwartungsgemäß zeigt die Biogasproduktion für das hydrolysierte Substrat keine merkliche Erhöhung (Tab. 7).

Bei Steigerung der Raumbelastung auf 4,6 g/(l · d) (entspricht der der Praxisanlage) übersäuerte der Fermenter mit dem zudosierten Hydrolyseablauf. So musste, um eine vergleichende Bewertung vornehmen zu können, die Belastung gesenkt werden, d. h. von der Belastung der Praxisanlage abgewichen werden (Tab. 8).

Tab. 8: Kinetische Parameter

Parameter	Einheit	Zugabe Hydrolyse	Ablauf Hydrolyse
Raumbelastung	g/(l · d)	3,0	3,1
Biogasproduktion	Nl/d	10,9	12,0
Methananteil	Vol.%	58	59,7
Biogasausbeute	Nl/kg oTS	454	485
Biogasausbeute	Nl/kg FM	38	43

4.2 Biogasanlage Uthleben

Nach der Einfahrphase wurde die Dosierung auch für diese Laboranlage der Raumbelastung der großtechnischen Fermenter angepasst. Hier ist der Anlagenbetrieb durch eine sehr geringe Raumbelastung charakterisiert, um gegebenenfalls ein weiteres BHKW betreiben zu können.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 9 zusammengestellt:

Tab. 9: Kinetische Parameter

Parameter	Einheit	Zugabe Hydrolyse	Ablauf Hydrolyse
Raumbelastung	g/(l · d)	1,2	1,0
Biogasproduktion	Nl/d	4,32	4,84
Methananteil	Vol.%	58,7	61,5
Biogasausbeute	Nl/kg oTS	541	611
Biogasausbeute	Nl/kg FM	43	48

Überraschend ist, dass trotz der geringen Fermenterbelastung nach der Hydrolyse schon eine deutlich höhere Biogasausbeute erzielt wird.

Die Erhöhung der Raumbelastung führte zu folgenden Ergebnissen (Tab. 10):

Tab. 10: Kinetische Parameter

Parameter	Einheit	Zugabe Hydrolyse	Ablauf Hydrolyse
Raumbelastung	g/(l · d)	3,0	3,0
Biogasproduktion	Nl/d	15,8	18,0
Methananteil	Vol.%	55,4	60,0
Biogasausbeute	Nl/kg oTS	446	473
Biogasausbeute	Nl/kg FM	39	45

Wie schon am Beispiel Biogasanlage Nordhausen werden durch die Hydrolyse die Biogasausbeuten erhöht, der positive Effekt wird durch den erhöhten Methananteil weiter verstärkt.

4.3 Biogasanlage Rappelsdorf

Auch für die Substrate der Biogasanlage Rappelsdorf wurde die Dosierung der Laborfermenter nach den Vorgaben der großtechnischen Anlage vorgenommen.

Die Fermenterbelastung ist relativ hoch, wie die nachfolgenden Tabellen (Tab. 11 und 12) ausweisen.

Tab. 11: Kinetische Parameter

Parameter	Einheit	Zugabe Hydrolyse	Ablauf Hydrolyse
Raumbelastung	g/(l · d)	3,6	2,9
Biogasproduktion	Nl/d	9,33	9,26
Methananteil	Vol.%	57,7	63,0
Biogasausbeute	Nl/kg oTS	321	358
Biogasausbeute	Nl/kg FM	23	23

Tab. 12: Kinetische Parameter

Parameter	Einheit	Zugabe Hydrolyse	Ablauf Hydrolyse
Raumbelastung	g/(l · d)	4,1	4,0
Biogasproduktion	Nl/d	13,2	12,5
Methananteil	Vol.%	56,7	62,4
Biogasausbeute	Nl/kg oTS	406	403
Biogasausbeute	Nl/kg FM	33	31

Offensichtlich sind durch den hohen Gülle- und Stallmistanteil die Hydrolyseleistungen wesentlich geringer.

5 Zusammenfassung

Im Rahmen eines von der FNR geförderten Vorhabens wird der Betrieb von 3 großtechnischen Versuchsanlagen wissenschaftlich begleitet und durch Untersuchungen mit Laborfermentern untersetzt.

Die untersuchten Biogasanlagen unterscheiden sich durch folgende Rahmenbedingungen:

- Biogasanlage Nordhausen — Schweinegülle als Grundsubstrat
- Biogasanlage Uthleben — hoher Recyclatanteil zum Einmaischen der festen Einsatzstoffe
- Biogasanlage Rappelsdorf — Belüftung des Hydrolysefermenters

Die großtechnischen Untersuchungen zeigen durch die Hydrolyse durchaus Vorteilswirkungen in der energetischen Effizienz.

Unterstrichen wird das durch entsprechende Laborversuche zur Ermittlung der Biogasausbeuten aus den Zu- und Abläufen der großtechnischen Hydrolysefermenter und damit Quantifizierung der erhöhten Gasproduktion.

Literatur

Oechsner, H.; Lemmer, A.; Preißler, D.; Zielonka, G. (2009): Die Hydrolysephase bei der Vergärung nachwachsender Rohstoffe – Führt sie zur Effizienzsteigerung ? – Gülzower Fachgespräche, Band 32 – Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven – Tagungsband zum KTBL/-FNR-Biogas-Kongress vom 15. bis 16. September 2009 in Weimar, S. 299–313

KTBL (2010): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, 2. überarbeitete Auflage, Darmstadt

Vorstellung des Forschungsprojekts „Monitoring des Biomethanproduktionsprozesses – MONA“

Michael Beil, Wiebke Beyrich, Hans-Benjamin Böckler, Jaqueline Daniel-Gromke, Rainer Kramer, Heiko Lohmann, Aleksandar Lozanovski, Sabine Strauch, Marcus Trommler, Bernd Wirth

1 Einleitung

Die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität wurde in Deutschland bereits in den 80er- und 90er-Jahren vor allem im Rahmen von Forschungs- und Pilotprojekten vorangetrieben. Großtechnische Projekte zur Biomethanproduktion und -einspeisung bestehen jedoch erst seit 2006. Mittlerweile hat sich die Biogasaufbereitung zu Biomethan als eine Variante neben der direkten Verstromung vor Ort etablieren können. Aktuell bereiten über 120 Anlagen Biogas zu Biomethan für die Einspeisung ins Erdgasnetz oder die direkte Nutzung als Kraftstoff an Tankstellen auf.

Im Projekt „MONA – Monitoring des Biomethanproduktionsprozesses“ wird eine Bewertung von Biogasaufbereitungstechniken zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz oder zur Nutzung als Treibstoff hinsichtlich ihrer Umweltauswirkungen, Wirtschaftlichkeit, Betrieb und Technik erarbeitet. Die Projektpartner Fraunhofer IWES, DBFZ, Fraunhofer UMSICHT, PTB, KTBL und die Universität Stuttgart betrachten dazu verschiedene Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland. Schwerpunkte dieser Betrachtung sind die Analyse von: Investitionen, Betriebskosten, Personalbedarf, Energiebedarf, Betriebsmittelbedarf, Abfallstoffen, Anlagenverfügbarkeiten und Umweltauswirkungen.

Die Projektlaufzeit beträgt 3 Jahre und wird vom Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) gefördert.

Mit dem Ziel, wissenschaftlich beleg- und belastbare Daten zu erhalten, ist neben der Aufnahme verschiedener Betriebsparameter ein Messprogramm zur Quantifizierung und Qualifizierung der Rohgas-, Produktgas- und Abgasströme an zehn Biogasaufbereitungsanlagen aus der Praxis vorgesehen. Die dafür benötigten Messgeräte werden in einem speziell konzipierten PKW-Messanhänger untergebracht und sind damit mobil verfügbar.

Aktuelle Informationen zum Projekt finden sich auf der Homepage www.mona-biomethan.de.

2 Stand der aktuellen Biogasaufbereitungsanlagentechnik (Fraunhofer UMSICHT, Fraunhofer IWES)

Bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan sind neben der Abtrennung von CO_2 zur Erhöhung des Methangehaltes weitere Reinigungsschritte notwendig. Dabei ist die Reihenfolge der Reinigung abhängig vom verwendeten Aufbereitungsverfahren. Aufgrund der Restriktionen nach EEG, GasNZV und TA Luft zur Einhaltung von maximalen Methanemissionen sowie organischen Kohlenstoffverbindungen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von Biogas ist bei einigen Verfahren außerdem eine Abgasnachbehandlung erforderlich (DWA 2011).

2.1 Biogasreinigung

2.1.1 Trocknung/Entfeuchtung

Hohe Wasserdampfgehalte im Rohgas können in Verbindung mit hohen Schwefelwasserstoffkonzentrationen zur Bildung von schwefeliger Säure führen. Da diese zu Schäden an den nachgelagerten Anlagenkomponenten führen kann, wird Biogas im Rohgasstrom entfeuchtet und im Produktgas, insbesondere bei absorptiven Aufbereitungsverfahren, nochmals getrocknet. Dafür kommen aktuell folgende Verfahren zur Anwendung:

- Kühlung: technische Kühlung
- Gasfilter: Grobfilter, Feinfilter, Kombifilter, Kondensatfilter, Feinfilterung
- Verdichtung: durch die Temperaturerhöhung nach der Verdichtung kann eine relative Entfeuchtung mit erreicht werden
- Absorption: z. B. in Glykolen (Nebeneffekt der Polyglykolwäsche)
- Adsorption: mithilfe von z. B. Silicagel oder Molekularsieben werden hohe Trocknungsraten erreicht; weit verbreitet in der Industrie (DWA 2011)

2.1.2 Entschwefelung

Aus oben genannten Gründen wird Biogas vor der weiteren Verwendung oder Aufbereitung in der Regel entschwefelt. Dabei kann in Grob- und Feinentschwefelung unterteilt werden:

Grobentschwefelung

- Lufteinblasung in den Fermenter: preiswertes Verfahren, oftmals angewendet bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen zur Vor-Ort-Verstromung
- Externe biologische Entschwefelung außerhalb des Fermenters
- Zudosierung von Eisensalzen oder Eisenhydroxid
- Laugenwäsche mit biologischer Regeneration

Feinentschwefelung

- Einsatz von Aktivkohlefiltern: Reinheitsgrad von < 1 ppm im Reingas möglich, Stand der Technik bei der Biogasaufbereitung
- Raseneisenerzverfahren: vermehrt im Bereich Klärgasreinigung zu finden, vereinzelt auch bei Biogasaufbereitungsanlagen
- Einsatz von Zinkoxid: Reinheitsgrad von < 1 ppm im Reingas möglich, kein Stand der Technik in der Biogasaufbereitung (DWA 2011)

2.1.3 Entfernung unerwünschter Spurengase

Zu den unerwünschten Spurengasen zählen z. B. Ammoniak, Halogene, Aromate und organische Siliziumverbindungen (Siloxane). Die Siloxane kommen in der Natur nicht vor, sondern werden z. B. durch Waschmittel, Seifen oder Entschäumer mit dem Abwasser in die Biogasanlage (vorwiegend relevant bei Kläranlagen) eingetragen. Bei der Verbrennung in Gasmotoren entstehen harte siliziumhaltige Ablagerungen, die zu verstärktem Verschleiß und Schäden an Motorteilen führen können. Eine Entfernung von Siloxanen kann erfolgen über:

- Aktivkohleadsorption
- Kühlung oder Tiefkühlung
- Wäsche mit flüssigen Kohlenwasserstoffgemischen (DWA 2011)

2.2 CO_2-Abtrennung

Bis Ende 2012 waren in Deutschland fünf verschiedene Verfahren zur CO_2-Abtrennung in Betrieb:

- Druckwechseladsorption (PSA)
- Druckwasserwäsche (DWW)
- Physikalische Absorption mit organischen Lösungsmitteln (Polyglykolwäsche)
- Chemische Absorption mit organische Lösungsmitteln (Aminwäsche)
- Membrantrennverfahren

In den letzten Jahren folgten mit dem Marktwachstum große Entwicklungsaktivitäten, die zur Weiterentwicklung der bestehenden Technologien hinsichtlich der Energie- und Betriebsmittelverbräuche und vor allem der Steigerung der Methanausbeute beigetragen haben. Die Verfahren werden mittlerweile von verschiedenen Herstellern angeboten und auch Verfahrenskombinationen bieten neue Perspektiven. Des Weiteren finden sich neue Entwicklungen auf dem Markt und in der Forschung. Dazu gehören z. B. die kryogene Gastrennung, kombinierte Verfahren aus Membrantrennung und kryogener Aufbereitung, die Hochdruck-Batch-Druckwasserwäsche, die Rotary-Coil-Druckwasserwäsche, das PCC-Verfahren und die zweistufige Biogasproduktion unter Druck (Scholwin und Beil 2013).

2.3 Abgasnachbehandlung

Aktuell sind zur Abgasnachbehandlung im Wesentlichen die folgenden Verfahren im großtechnischen Einsatz:

- Regenerativ-thermische Oxidation (RTO): in der Praxis verwendet bei Druckwasserwäschen, Polyglykolwäschen und Druckwechseladsorptionsanlagen der neuen Generation (mit niedrigen Methankonzentrationen)
- Katalytische Oxidation: in der Praxis zum Teil verwendet bei Druckwechseladsorptionsanlagen
- Flammenlose Oxidation (Flox-Brenner): in der Praxis verwendet bei Druckwechseladsorptionsanlagen und Membrantrennverfahren

3 Darstellung der Messmethodik zur Bestimmung der Methanverluste und -emissionen verschiedener Aufbereitungsverfahren (PTB, Fraunhofer UMSICHT, Fraunhofer IWES)

Methan kann bei Biogasaufbereitungsanlagen im Wesentlichen über zwei Wege emittieren:

- Über diffuse Emissionen aufgrund von Undichtigkeiten, Havarien, Wartungsarbeiten, Austrag über Prozesschemikalien
- Austrag über das Abgas der Aufbereitungsanlage und evtl. nach Abgasnachbehandlung

3.1 Messstrategie

Im Rahmen des Vorhabens wird der Schwerpunkt auf der Detektion der Methanfracht im Abgasstrom gelegt. Es wird dabei unterstellt, dass im Standardbetrieb der Anlage der wesentliche Teil potenzieller Methanemissionen nicht über einen diffusen Austrag, sondern über den Abgasstrom erfolgt.

Die Bestimmung des Methanverlustes der Aufbereitungsanlage erfolgt über die direkte Vermessung des Abgasstroms (sowohl vor, als auch nach einer potenziellen Einrichtung zur Abgasnachbehandlung) und die Auswertung der Produktgasmengen, die im Regelfall durch die vor Ort installierte und eichamtlich zugelassene Messtechnik bestimmt wird.

Dazu ist eine direkte Messung der Methanmenge im Abgas erforderlich. Die Quantifizierung der Methanmenge im Abgasstrom erfolgt über eine Gasmengenmessung im Betriebszustand mit Umwertung auf den Normzustand und Messung der Methankonzentration.

Abbildung 1 skizziert die Messstellen zur Bestimmung der Gasbeschaffenheit (Q) und -volumenströme (V). Messungen finden dabei ausschließlich an den Messstellen V3 und Q3 (im Abgasstrom) statt. Zur Bilanzierung der Methanmengen ist weiterhin die direk-

te Messung des Produktgases erforderlich. Da die Aufbereitungsanlagen das Gas für die Netzeinspeisung bereitstellen, wird hier davon ausgegangen, dass die Messung von Volumen und Methangehalt mit den ohnehin vorhandenen, zugelassenen und geeichten Messgeräten erfolgt. Die Messdaten dieser qualifizierten Messung werden dem Projektteam vom Anlagenbetreiber zur Verfügung gestellt.

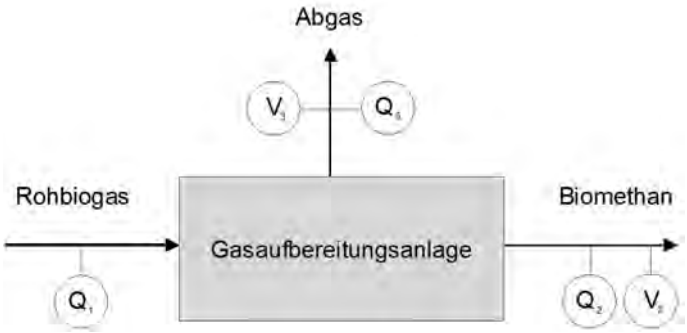


Abb. 1: Schematischer Überblick über die Messstellen zur Bestimmung der Gaszusammensetzung (Q) und -volumenströme (V)

Als Messtechnik für die Methankonzentration wird die robuste Flammenionisationstechnik eingesetzt. Die Volumenmessung erfolgt aufgrund der in Abhängigkeit von der verwendeten Aufbereitungstechnologie sehr unterschiedlichen Volumenströme (VN=150 bis 3.000 m^3/h, VN Normvolumenstrom) mithilfe von Messgeräten, die entweder auf dem Ultraschallprinzip oder auf Wirkdruckmessung beruhen.

Die erreichbaren Unsicherheiten hängen stark von den Anströmbedingungen ab, sind aber ausreichend gering. Die Messgeräte wurden vor dem Feldeinsatz in der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt kalibriert. Zusammen mit der zugehörigen Auswerteelektronik sind die Geräte auf einem Fahrzeuganhänger installiert (Abb. 2).

Die Messtechnik wird jeweils für mind. 2 Wochen an den Anlagen installiert und betrieben sowie vor jeder Inbetriebnahme einer erneuten Funktionsprüfung unterzogen. Eine Fernauslesung der Messdaten ermöglicht die Betriebsüberwachung. Ergänzend werden Gasproben für die Laboruntersuchung genommen und in der PTB gaschromatographisch analysiert.

Die ermittelten Daten werden mit dem jeweiligen Anlagenzustand (Regelbetrieb, Druck, Temperatur; in Abhängigkeit des Verfahrens: Beladung des Adsorbers, Umschaltvorgänge etc.) korreliert und der durchschnittliche Methanverlust wird für jeden Anlagentyp ermittelt. Die statistische Signifikanz der Ergebnisse wird berechnet.

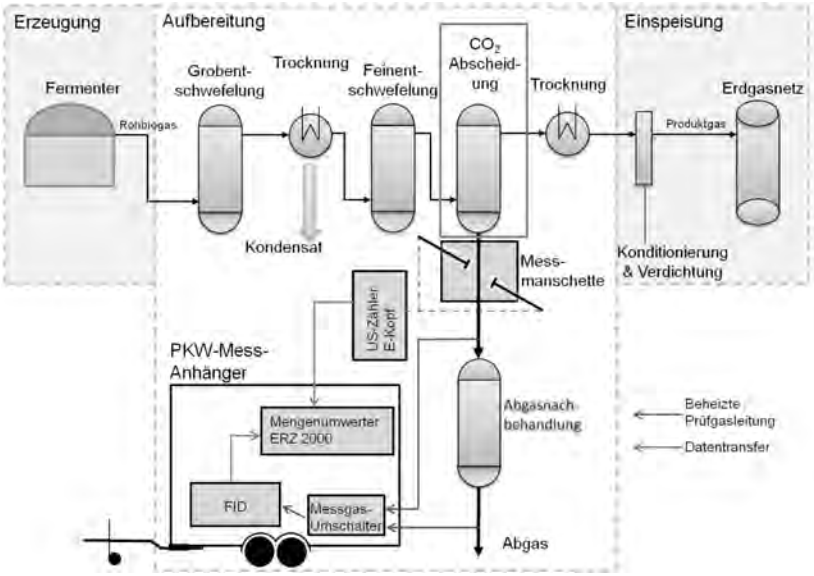


Abb. 2: Messstellen zur Bestimmung der Gaszusammensetzung und des Volumenstroms (PTB 2012)

3.2 PKW-Messanhänger

Um den Ein- und Ausbau der Messtechnik in die Biogasaufbereitungsanlage zu vereinfachen und zu beschleunigen, ist die Messtechnik und die Auswerteelektronik auf einem PKW-Messanhänger installiert.

Abb. 3: Innenansicht des PKW-Messanhängers mit Schaltschrank (Foto: PTB 2012)

Dieser Messanhänger ist eine Spezialkonstruktion mit integrierter Dämpfung, um Transportschäden an den empfindlichen Messgeräten zu vermeiden. Der Anhänger ist speziell für den Außeneinsatz konzipiert und verfügt über zwei räumlich getrennte Kammern: einen Gaslagerbereich und einen Messbereich mit Arbeitsplatz und Lagermöglichkeiten für die Messperipherie.

Für den Anhänger existiert ein Sicherheitskonzept für die Fälle Gasalarm und Spannungsausfall mit einer unterbrechungsfreien Stromversorgung für 24-V-Netze.

Abbildung 3 zeigt eine Innenansicht des Messanhängers. Gut zu erkennen sind links die Ablagevorrichtungen für die Messgas- und Versorgungsleitungen und rechts der Ein- und Ausgang für die Messgasleitungen, sowie die in blauen Kästen eingehausten beheizten Armaturen Messgasumschaltung und Filter. Rechts zu sehen, ist die Front des Schaltschranks und im Hintergrund der Arbeitsplatz. Sämtliche Geräte werden während des Transportes gesichert.

Abbildung 4 zeigt das Gaslager und die seitlichen Zugänge für die elektrischen Anschlüsse und den Messgasanschluss. Im Gaslager finden sieben 10-Liter-Gasflaschen Platz. Zusätzlich können zwei Flaschen Kalibriergas für den FID oder das Massenspektrometer untergebracht werden. Der obere der kleinen Ausschnitte zeigt die Öffnung für die beheizten Messgasleitungen sowie die Versorgungsanschlüsse. Der untere Ausschnitt zeigt die elektrischen Ein- und Ausgänge.

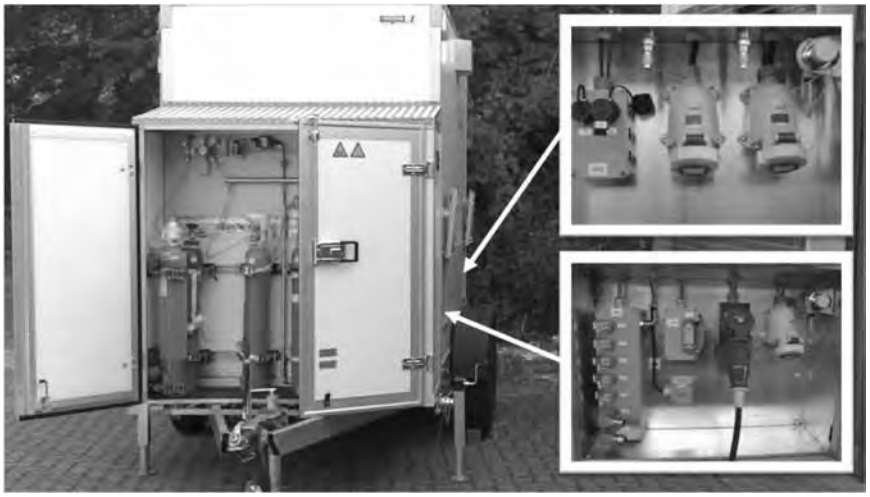


Abb. 4: Frontansicht des PKW-Messanhängers mit Gaslager und seitlichen Zugängen für elektrische Anschlüsse und den Messgasanschluss (Foto: PTB 2012)

3.3 Spurengasanalytik

Abhängig vom eingesetzten Substrat kann ein breites Spektrum an Spurenverbindungen im Biogas zu finden sein. Aus diesem Grund werden von Fraunhofer UMSICHT an den 10 Praxisanlagen des Projektes diskontinuierliche Gasproben genommen und offline auf den Gehalt an organischen Spurenverbindungen untersucht. Zusätzlich sollen an ein bis zwei Anlagen Online-Analysen durchgeführt werden, um zeitlich hoch aufgelöst mögliche Schwankungen der Konzentrationen von Spurenverbindungen im Biogas zu detektieren.

4 Ökonomische und ökologische Aspekte der Biomethanbereitstellung (DBFZ, Universität Stuttgart, KTBL)

Im Rahmen des Projektes finden weiterhin eine Darstellung der aktuellen Bereitstellungskosten von Biomethan in der Praxis und eine Bewertung der Umweltauswirkungen von Biogasaufbereitungsanlagen statt.

4.1 Ökonomische Bewertung

Mithilfe einer Herstellerbefragung wird durch das DBFZ eine Kostenanalyse bezüglich der Biomasse-, Rohbiogas-, und Biomethanbereitstellungs- sowie der Aufbereitungskosten durchgeführt. Dabei werden die in der Praxis auftretenden Einflussgrößen auf diese Bereitstellungskosten analysiert und im Rahmen von Sensitivitätsanalysen bewertet. Der Prozessschritt der Biogasaufbereitung wird umfangreich und unter Berücksichtigung aller relevanten Einflussgrößen und der Beachtung der sich in der Praxis etablierten Aufbereitungstechnologien analysiert. Die ökonomische Bewertung der übrigen Schritte zur Biomethanbereitstellung erfolgt hingegen anhand von Modellanlagen bzw. -konzepten, welche den in der Praxis anzutreffenden Anlagenbestand weitestgehend widerspiegeln sollen.

Auf der Basis der Datenerhebung am Markt verfügbarer Aufbereitungstechnologien im Herbst 2012 wurden durchschnittliche Aufbereitungskosten mithilfe der Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 berechnet. Die wesentlichen Parameter der Wirtschaftlichkeitsberechnung sind in der folgenden Tabelle im Überblick dargestellt (Tab. 1).

Tab. 1: Rahmenparameter für die wirtschaftliche Bewertung (DBFZ 2013)

Parameter	Einheit	Wert
Betrachtungszeitraum	a	20
Mischkalkulationssatz für Gesamtkapital	%	7
Inflation für kapitalgebundene Kosten	% p.a.	1
Inflation verbrauch-, betriebsgebundene, sonstige Kosten	% p.a.	2
Instandsetzung bezogen auf die Gesamtinvestition	% p.a.	2
Anlagenverfügbarkeit	%	96
Strompreis (in Abhängigkeit der Anlagengröße gestaffelt)	ct/kWh_{el}	10–15
Wärmepreis (für Aminwäsche)	ct/kWh_{th}	5
Versicherung	% p.a.	0,5

Abbildung 5 zeigt erste Ergebnisse für die Biomethanaufbereitungskosten. Deutlich erkennbar sind die verfahrensspezifischen Unterschiede sowie Größendegressionseffekte. Die höchsten Aufbereitungskosten weisen hier die kleineren Aufbereitungsanlagen mit Kapazitäten bis zu 500 m_n^3/h Rohbiogas auf. Durch die Anlagengröße bedingte Kostendegressionen führen zu Aufbereitungskosten für die größte hier betrachtete Anlagengröße von 2 800 m_n^3/h Rohgas zwischen 0,66 und 0,83 ct/kWh_{Hs}.

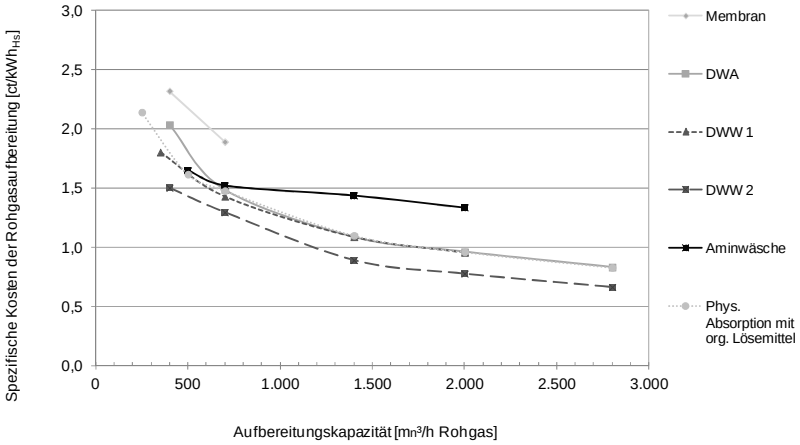


Abb. 5: Spezifische Kosten der Rohgasaufbereitung in Abhängigkeit vom Aufbereitungsverfahren und der Anlagengröße (DBFZ 2013)

Die Ergebnisse werden im „Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas“ des KTBL ergänzt und dienen als Basis für das neue Gasverwertungsmodul „Biomethaneinspeisung“.

4.2 Ökologische Bewertung

Ziel der ökologischen Bewertung ist es, den Gesamtpfad von der Biomasseproduktion über die Biogasproduktion und -aufbereitung bis zum Produkt „Biomethan“ ökobilanziell abzubilden. Die Methode der Ökobilanzierung (Life Cycle Assessment, LCA) ist in der DIN EN ISO 14040 und 14044 festgelegt. Sie lässt sich als umweltorientiertes Informations- und Planungsinstrument beschreiben. Mit ihrer Hilfe lassen sich Handlungsalternativen vergleichen und ökologische Potenziale erfassen.

Alle notwendigen Daten werden durch die Universität Stuttgart an den Biogasaufbereitungsanlagen des Messprogramms erfasst. Für die Rohgasbereitstellung werden Modellanlagen betrachtet. Die Daten werden in der Software zur Ganzheitlichen Bilanzierung „GaBi“ zur Erstellung der Modelle für die verschiedenen Anlagen/Technologien verwendet. Die Modelle berücksichtigen den gesamten Lebensweg der Anlagen. Es werden sowohl Stoff- und Energieströme des Gesamtsystems als auch Umweltauswirkungen berechnet. Die Auswahl der untersuchten Umweltwirkungskategorien wurde in einem ersten Schritt festgelegt und beinhaltet unter anderem die derzeit am meisten diskutierte Umweltwirkungskategorie „Treibhauspotenzial“ (Global Warming Potential, GWP).

Eine umfassende Analyse wird zum einen die verschiedenen Technologien miteinander vergleichen und Vor- und Nachteile aufzeigen, zum anderen aber auch den Ursachen für eventuelle Schwachstellen auf den Grund gehen und somit Verbesserungspotenziale der einzelnen Technologien und Anlagentypen aufzeigen können.

Literatur

Scholwin, F.; Beil, M. (2013): Übersicht zum Stand neuer Aufbereitungsverfahren. Nürtingen

Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (2011): Merkblatt DWA-M 361 – Aufbereitung von Biogas. Hennef

VDI 2067 (2000): Fachausschuss VDI 2067, VDI 2067, Blatt 1 – Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung. September 2000

DBFZ (2013): Fischer, E.; Billig, E.; Grope, J.; Adler, P.; Brosowski, A.; Daniel-Gromke, J.; Postel, J.; Stecher, K.; Trommler, M.; Szomszed, G.; Behrendt, U.P.; Falke, I.; Schutenhaus, J.; Urban, W. (2013): Überarbeitung der Studie: Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. FNR e.V., Leipzig

Membrantechnologie – Ein Verfahren auch für kleine Biomethananlagen

Stephan Engelke

1 Einleitung

Biogas aus fermentativen Prozessen kann als regenerativer Energieträger vielfältig verwendet werden.

Die Nutzung von Biogas in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Wärme- und Elektroenergieerzeugung ist nur eine Möglichkeit zu seiner Verwendung und energetischen Nutzung.

Eine Aufwertung zu Biomethan erfährt das Rohbiogas durch die Entfernung des vorhandenen Kohlendioxids. Die gängigen Aufbereitungsverfahren sind dabei die Druckwasserwäsche, Druckwechseladsorption, Absorptionsverfahren (Aminwäsche) und Membrantrennverfahren.

Nachfolgend wird die Trennung durch eine Polymerhohlfasermembran erläutert.

Zunächst werden grundlegende Begriffe und die Funktion der Membranen verdeutlicht. Kapitel 3 geht im nächsten Schritt vertiefend auf das Verfahren der Biogasaufbereitung mittels Membranverfahren ein. In Kapitel 4 werden erste Betriebserfahrungen der Membranaufbereitungsanlage „Zeven II“ der MT-Biomethan GmbH dargestellt und die Vorteile dieser Technik erläutert. Abschließend werden Kosten und Wirtschaftlichkeit einer Membranaufbereitungsanlage betrachtet.

2 Grundlagen der Membrantechnik

Für die Erzeugung von Biomethan wird das Rohbiogas zuvor effizient und mit geringem Energieaufwand getrocknet, entschwefelt und das den Brennwert mindernde Kohlendioxid durch membranbasierte Gaspermeation abgetrennt.

Hierfür kommen SEPURAN® Green Membranmodule von Evonik zum Einsatz. Sie bestehen aus mehreren Tausend feinsten Hohlfasern, die an den Enden in Harz eingebettet in Edelstahlrohren gebündelt sind.

Die Membranen bestehen aus Hochleistungskunststoffen mit hoher Druck- und Temperaturbeständigkeit. Sie zeichnen sich durch unterschiedliche Gasdurchlässigkeiten und eine geringe Plastifizierung aus. Aufgrund ihrer hohen Kohlendioxid- und Methan-

selektivität eignen sie sich bestens für die Biogasaufbereitung. Daraus resultieren eine Methanreinheit von 98 % und ein Methanschlupf von weniger als 0,5 %.

Der Stromverbrauch kann gegenüber einer konventionellen H-Gas-Aufbereitungsanlage, die 0,24–0,30 kWh/m^3 benötigt, um knapp 17 % verringert werden. Die MT-Membrantechnik arbeitet mit einem Verbrauch von lediglich 0,2–0,25 kWh/m^3.

Darüber hinaus sind Aufbereitungsanlagen mit MT-Membrantechnik bei sich ändernden Volumenströmen und Gaszusammensetzungen leicht regelbar.

2.1 Begriffsbestimmung

Im Folgenden werden wichtige Begriffe zum Verständnis der Membrantechnik verdeutlicht.

- Feed (F): Eintrittsstoffstrom in das Modul
- Retentat (R): Austrittsstoffstrom, der die Membranwand nicht durchdringt (*lat.: retinere* – zurückhalten); Innenseite der Hohlfaser
- Permeat (P): Austrittsstoffstrom, der die Membranwand durchdringt (*lat.: permeare* – durchdringen); Außenseite der Hohlfaser

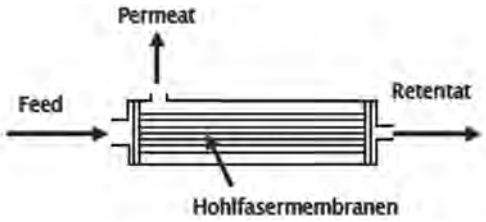


Abb. 1: Funktionsweise Hohlfasermembran (Evonik Fibres GmbH)

2.2 Funktionsweise der Membranen

Die Funktionsweise einer Membran ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Grundlage des Membrantrennverfahrens bildet die Löslichkeit eines Gases in einer Hohlfasermembran und die Diffusionsgeschwindigkeit durch die Membran.

Die Permeationsrate eines Gases hängt von der Löslichkeit im Membranmaterial sowie der Molekularstruktur ab. So durchdringen manche Gase die Membran schneller als andere (Abb. 2).

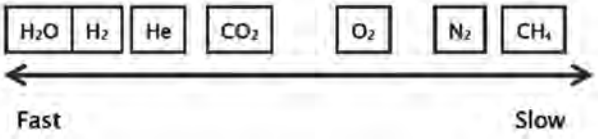


Abb. 2: Durchtrittsgeschwindigkeit verschiedener Gase (Evonik Fibres GmbH)

Bei der Separation von vorgereinigtem Rohbiogas durchdringen Kohlendioxid und Wasserdampf bevorzugt die Membran (Permeat), während Methan zurückgehalten wird (Retentat).

Kohlendioxid hat die Eigenschaft, die Membran schneller zu durchdringen als Methan. Der Retentatstrom bildet somit das methanreiche Gas. Permeatseitig ist der Kohlendioxidanteil erhöht (Abb. 3).

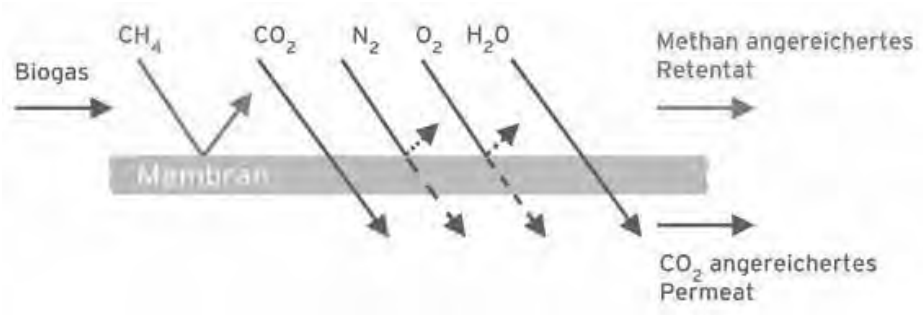


Abb. 3: Trennergebnis Biogas (Evonik Fibres GmbH)

Aufgrund des Druck- und Konzentrationsunterschieds zwischen Innen- und Außenseite der Hohlfaser trennen sich die Gasbestandteile.

Diese sogenannte Partialdruckdifferenz ist die treibende Kraft für das Gas, durch die Membran zu permeieren.

Auf der Feedseite wird das CO_2-Molekül zunächst auf der Membranoberfläche angereichert (Sorption). Danach diffundiert das Gas durch die Membran und verlässt anschließend auf der Permeatseite diese wieder (Desorption).

Das Verhältnis der Transportgeschwindigkeiten von 2 Gasen wird als Selektivität bezeichnet. Je höher die Selektivität desto höher ist die Energieeffizienz des Membranprozesses.

3 Verfahrensbeschreibung

3.1 Konditionierung des Biogases

Abbildung 4 verdeutlicht das Verfahren der Membrantechnik.

Das Rohbiogas enthält neben den Hauptbestandteilen Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2) auch Schwefelwasserstoff (H_2S), Stickstoff (N_2), Sauerstoff (O_2) und Wasserstoff (H_2). Darüber hinaus ist das Gasgemisch wasserdampfgesättigt. Im Rahmen der Vor-

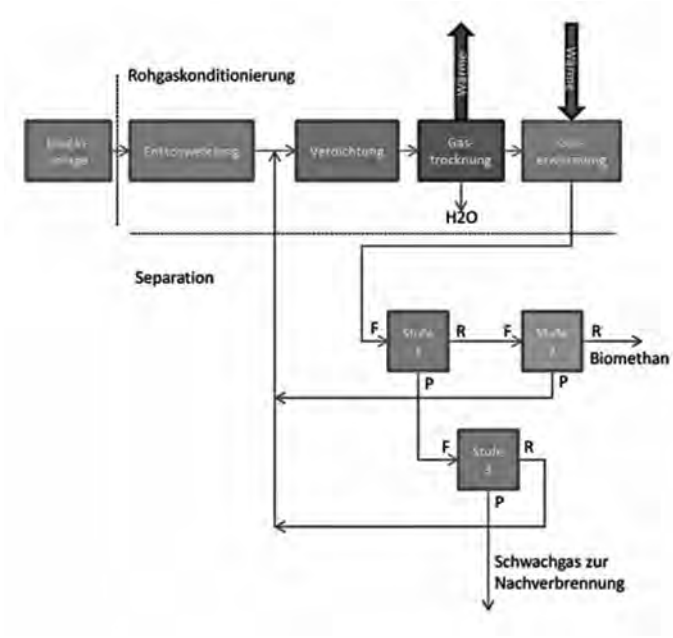


Abb. 4: Schematischer Aufbau Membrantechnik (MT-Biomethan GmbH)

reinigung wird das Rohbiogas zunächst vorgetrocknet und durch einen Aktivkohlefilter entschwefelt.

Im nächsten Schritt wird das vorgereinigte Gas in einem Schraubenverdichter auf den Betriebsdruck von 10–16 bar(ü) komprimiert. Für eine höchstmögliche Anlageneffizienz wird ein Teil der bei der Verdichtung entstehenden Wärmeenergie für den späteren Prozessschritt Gaserwärmung genutzt.

Dem Gasgemisch wird weitere Wärme entzogen, um die Taupunkte des Wasserdampfes sowie anderer kondensierbarer Gase zu senken und Kondensatbildung in den Modulen zu verhindern. Dies geschieht in einem Rohrbündelwärmeübertrager, in dem das Gas durch kaltes Wasser gekühlt wird. Das Kaltwasser wird von einem Kaltwassersatz bereitgestellt. Das Kondensat wird aus dem Gas über einen Leichtstoffabscheider, der anfallendes Öl des Schraubenverdichters abscheidet, aus dem Prozess geführt. Für optimale Trenneigenschaften der Membranen wird das Rohgas nun auf deren Betriebstemperatur von etwa 35 °C erwärmt. Die hierfür benötigte Wärme wird dem Ölkühlerkreislauf des Schraubenverdichters entzogen.

Da Ablagerungen auf den Membranen (Fouling) die Permeabilität beeinträchtigen würden, erfolgt vor Einleitung in die Module noch eine dreistufige Feinreinigung des Gases: Zunächst werden in einem Feinfilter Ölaerosole und größere Feststoffpartikel aus dem Gas entfernt.

Danach wird der Gasstrom in einem weiteren Aktivkohlefilter (Adsorptionsfilter) von Restölpartikeln und anderen Stoffen gereinigt. Abschließend werden weitere Aerosole und Feststoffe in einem Feinstfilter zurückgehalten.

3.2 Trennung der Gaskomponenten

Nach der Konditionierung des Rohbiogases erfolgt das Trennverfahren zur Herstellung von Biomethan. Die einzelnen Membranmodule werden dazu in 3 Stufen angeordnet (Abb. 5).

Stufe1:

In der ersten Stufe erfolgt eine Vortrennung des Rohbiogasfeedstromes in die methanreiche Retentatkomponente und in die Kohlendioxid angereicherte Permeatkomponente. Das Retentat bildet den Feed der Stufe 2, das Permeat wird feedseitig auf die dritte Stufe geleitet.

Stufe 2:

In der zweiten Stufe erfolgt die Feintrennung der Gaskomponenten. Das Retentat der ersten Stufe durchläuft in der zweiten Stufe erneut den Trennprozess, wobei hier retentatseitig die gewünschte Reinheit des Biomethans erzielt wird (Produktgasstrom) und das Methan der Einspeiseanlage zugeführt werden kann.

Das Permeat wird auf die Saugseite vor den Verdichter zurückgeführt.

Stufe 3:

Die dritte Stufe wird feedseitig mit dem Permeat der ersten Stufe beaufschlagt. In dieser Stufe erfolgt ebenfalls eine Feintrennung des Gasstromes. Im Ergebnis wird hier das Kohlendioxid als Permeat mit einem geringen Restanteil an Methan als Schwachgas einer Nachverbrennung zugeführt.

Das methanreiche Retentat wird auf die Saugseite zurückgeführt.

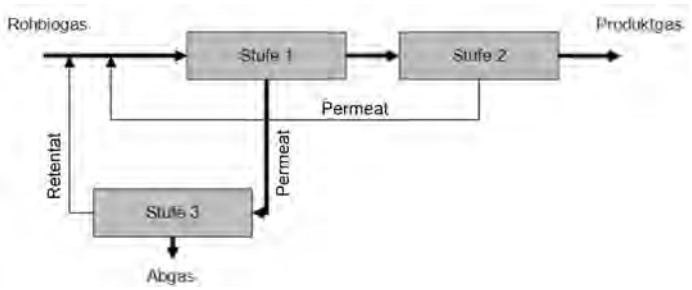


Abb. 5: 3-stufiges Trennverfahren (MT-Biomethan GmbH)

Das Retentat dieser Stufe, das Permeat der zweiten Stufe und Rohbiogas werden saugseitig durchmischt und durchlaufen den Prozess erneut.

3.3 Modularer Aufbau der Membranen

Die Komponenten für die einzelnen Prozessschritte werden in geschlossenen Containern installiert. Dank der modularen Konstruktionsweise (Abb. 6) lässt sich jede Anlage den individuellen Leistungsanforderungen des Betreibers entsprechend auslegen. Gemäß dem jeweiligen Anwendungsbedarf lassen sich beliebig viele Module in einer Kette miteinander verschalten.

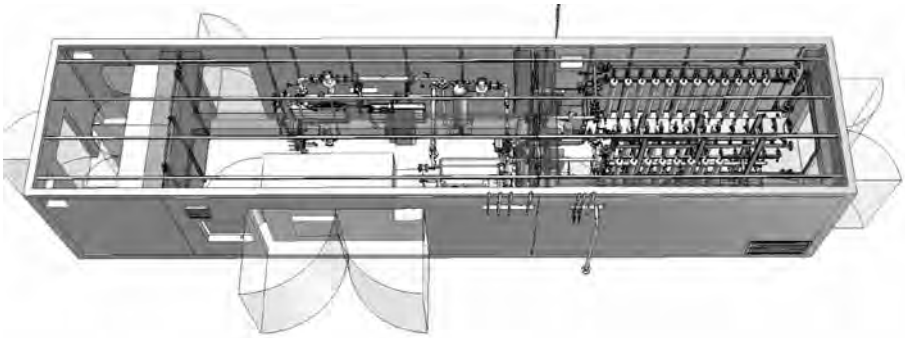


Abb. 6: Modulare Konstruktionsweise im Container (MT-Biomethan GmbH)

Die Membrananlage ist in verschiedene Räume unterteilt.

Die Steuerung der Anlage befindet sich im Elektroraum. Der Elektroraum ist vollständig vom Gasweg getrennt. Die elektrischen Leitungen werden über gasdichte Kabeldurchführungen zu den Verbrauchern geführt. Der Zutritt des Raumes erfolgt nicht durch einen der anderen Räume.

Der Verdichter sowie die Wärmeüberträger sind im Verdichterraum installiert. Die Membranmodule und Messtechnik sind im Membranraum verbaut.

4 Erste Betriebserfahrungen und Ausblick

4.1 Erste Betriebserfahrungen

Die Tatsache, dass sich die Aufbereitungsleistung einer Membrananlage lediglich über den Betriebsdruck und die physikalischen Eigenschaften der Membranmodule bestimmt, bestätigte die Annahme eines spontanen und stabilen Aufbereitungsprozesses auch in der Praxis.

Weniger trivial war die Erstellung des wirtschaftlichen Betriebspunktes, da sich Druck, Temperatur, Gasqualitäten und Volumenstrom gegenseitig beeinflussen. Es wird die Aufgabe des Anlagenbauers sein, verlässliche Komponenten mit einer guten Balance zwischen Investitionskosten und Betriebskosten zu integrieren, um einen dauerhaft zuverlässigen Betrieb zu gewährleisten.

Diesen Sachverhalt bestätigen auch die durchgeführten Messungen. Abbildung 7 verdeutlicht den Einfluss eines abgesenkten Prozessdrucks auf den spezifischen Eigenstromverbrauch und die Anlagenleistung.

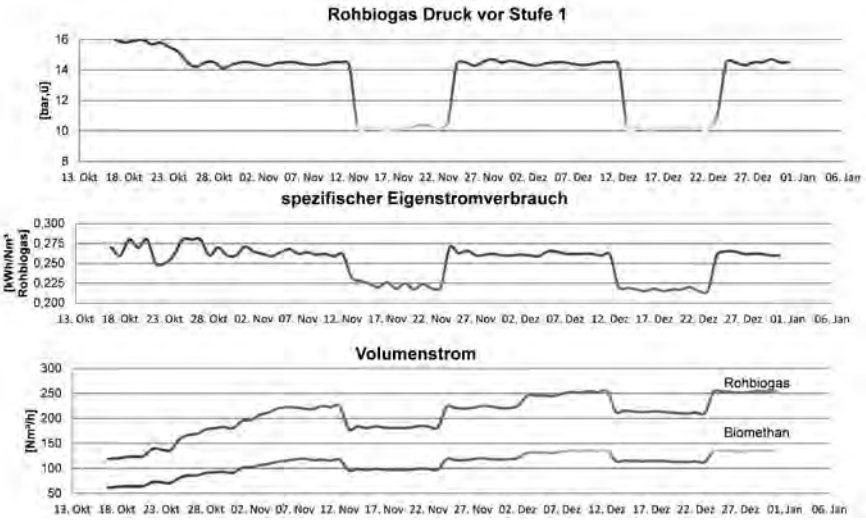


Abb. 7: Einfluss eines abgesenkten Prozessdrucks (MT-Biomethan GmbH)

In Abbildung 8 ist der Einfluss des abgesenkten Prozessdrucks auf den Methanverlust dargestellt.

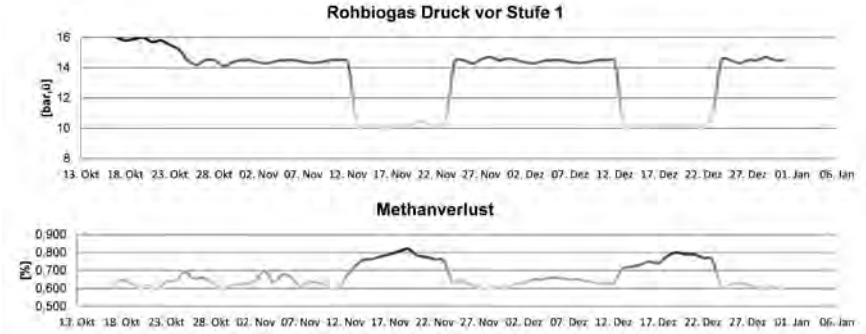


Abb. 8: Einfluss eines abgesenkten Prozessdrucks (MT-Biomethan GmbH)

Ausgesprochen unkompliziert reagiert die Anlage auf Anfahr- und Abfahrprozesse, wenn die besonderen Anforderungen der beiden Kernkomponenten Kompressor und Membranmodul Beachtung finden.

4.2 Vorteile des Membranaufbereitungsverfahrens

Das Verfahren der Membranaufbereitung bietet insbesondere folgende Vorteile:

- Methangehalte über 97 % möglich
- Modularer Aufbau
- Geringer Platzbedarf durch Containeranlage
- Keine zusätzliche Trocknung nach der CO_2-Abtrennung notwendig
- Wärmerückgewinnung ist möglich, bis zu 70 % der eingesetzten elektrischen Energie
- Anfahrzeit bis Volllast in nur wenigen Minuten
- Teillastbetrieb ist möglich, gute Regelbarkeit über Volumenstrom
- Geringer Betreiberaufwand
- Kein Chemikalien- und Wasserbedarf

4.3 Flexibilität und Kosten der Membrananlage

Im zunehmenden Maße wird die Energie aus Biomasse den besonderen Vorteil der Energieeinspeisung „on demand“ ausspielen müssen, um konkurrenzfähig und akzeptiert zu bleiben. Die Membrantechnologie kann dabei einen wertvollen Beitrag leisten, da die

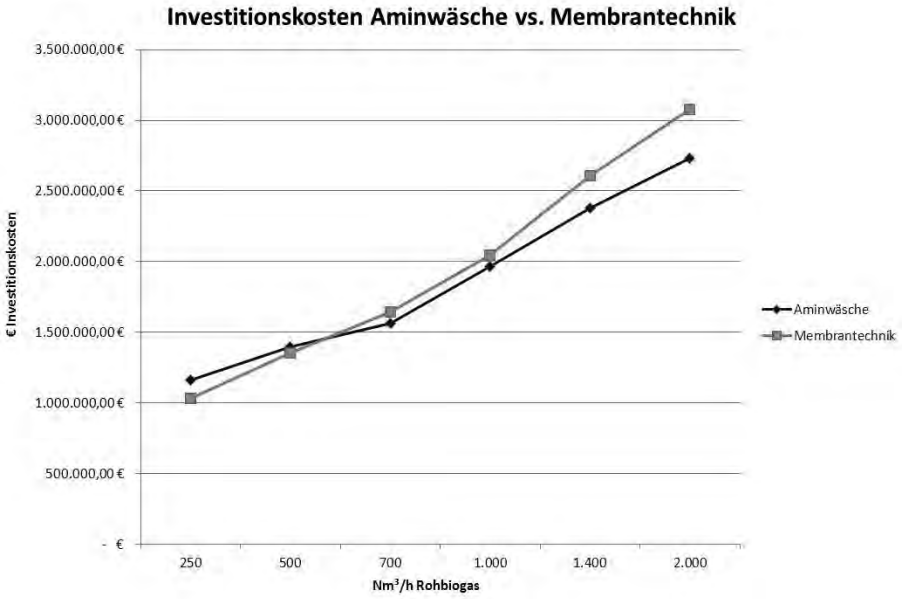


Abb. 9: Abschätzung der Investitionskosten (MT-Biomethan GmbH)

Hauptkomponenten von Verschleiß bestimmte Kostentreiber darstellen, die die Standby-Kosten deutlich reduzieren, im Vergleich zu einem Wäscherverfahren mit thermischer Regeneration.

Im Vergleich mit der Aufbereitungstechnik der Aminwäsche werden die wesentlichen Unterschiede der Membrantechnik deutlich. Die Anzahl größenunabhängiger oder stark degressiver Kostentreiber ist bei der Wäschertechnologie deutlich höher. Die Membrantechnologie ist also bis zu dem Segment, in der das Waschverfahren am erfolgreichsten ist, wettbewerbsfähig. Besondere Chancen bestehen bei Kleinanlagen (Abb. 9).

Auch bei den Betriebskosten steht die Membrananlage im Verhältnis zur Größe gut da. Die Kosten liegen nur geringfügig über denen größerer Anlagen. Es wurde dabei die Kostendegression durch Herstellung von Serienanlagen unterstellt.

Auffällig ist, dass der Anteil variabler Kosten durch die verschleißbehafteten Hauptkomponenten der Membrananlage im Verhältnis zur Aminwäsche deutlich höher ist. Im dargestellten Diagramm (Abb. 10) wird der Unterschied besonders deutlich, da die variablen Kosten Einnahmen aus vermiedenen Netznutzungsentgelten enthalten.

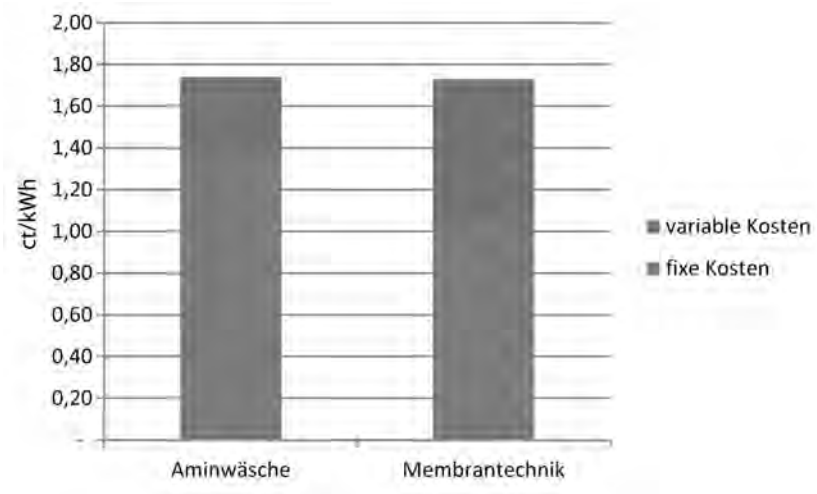


Abb. 10: Kosten der Aufbereitung (MT-Biomethan GmbH)

5 Fazit

Membranaufbereitungsanlagen leisten einen Beitrag für eine nachhaltige Rohstoff- und Energiebereitstellung, da insbesondere die bestehenden effizienten Strukturen der Landwirtschaft adressiert werden. Biomethan als solches wird in einem weitgehend durch re-

generative Stromquellen geprägten Energiemarkt von morgen als speicherfähiger Energieträger große Bedeutung erhalten, insbesondere unter dem Aspekt der Flexibilisierung.

Die Umwelt wird, wegen der zu erwartenden, und im Vergleich zu bisher realisierten Verfahren wesentlich günstigeren Energiekosten und der effizienteren Trennung von CO_2 und CH_4, in besonderem Maße durch klimarelevante Emissionsverminderung entlastet. Die hohe Produktgasqualität gewährleistet einen ungehinderten Netzzugang auch in die vorherrschenden Netze mit hochkalorischen Gasen.

Die Größenordnung 250 Nm^3/h Rohbiogas Aufbereitungsleistung fügt sich optimal in die vorhandenen landwirtschaftlichen Strukturen ein und gewährleistet so ein optimales Verhältnis zwischen Energieaufwand und Energieerzeugung durch den Kreislauf der Substrate in unmittelbarer Umgebung der Anlage. Der Landwirt wird mit dieser Membrananlage in die Lage versetzt, an der Veredlungskette von der Feldfrucht bis zum „Konsumprodukt“ Biomethan zu partizipieren.

Power-to-Gas (P2G®): Technik und Perspektiven in Kopplung mit Biogasanlagen

M. Specht, V. Frick, B. Stürmer, G. Waldstein, U. Zuberbühler

Kurzfassung

Vorgestellt wird ein Lösungsansatz zur (saisonalen) Speicherung erneuerbarer Energie. Speichermedien sind Erdgassubstitut (Substitute Natural Gas, SNG) und Wasserstoff, die sich über den Konversionspfad „Power-to-Gas“ erzeugen lassen.

Fluktuierend anfallende Elektrizität aus erneuerbarer Energie, insbesondere aus Windkraft und Photovoltaik, dient im P2G®-Prozess zur elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff, der mit CO_2 in einem Synthesereaktor zu Methan, dem Hauptbestandteil von Erdgas, konvertiert und als SNG in das Erdgasnetz eingespeist wird. In der vorhandenen Erdgas-Infrastruktur wird der aus erneuerbaren Ressourcen hergestellte, chemische Energieträger Methan effizient gespeichert, verteilt und zur bedarfsgerechten Nutzung bereitgestellt. Neben der Einspeisung von SNG, welches Erdgas substituiert, kann unter bestimmten Randbedingungen auch Wasserstoff als Zumischkomponente bis zu einigen Vol.-% in das Erdgasnetz eingespeist werden.

Der P2G®-Prozess bietet die Option auf ein Zusammenwachsen von Stromnetz und Gasnetz zu einem integrierten Gesamtsystem für die bedarfsgerechte Bereitstellung und Speicherung von Energie. SNG kann in modernen Gas- und Dampf-Kraftwerken oder in dezentralen Blockheizkraftwerken zu Strombedarfszeiten rückverstromt werden, in der Industrie zum Einsatz kommen oder als Kraftstoff – z. B. als „E-Gas“ in der Mobilität – Verwendung finden.

Im Rahmen des vorliegenden Beitrags werden die verschiedenen Kopplungsoptionen von Biogasanlage und P2G®-Anlage beschrieben sowie Ergebnisse des Versuchsbetriebs in den Leistungsklassen 25 und 250 kW_{el} vorgestellt.

1 Motivation und Ziel

Für eine Langzeitspeicherung und den saisonalen Ausgleich von erneuerbarer Energie (EE) kommen derzeit nur chemische Sekundärenergieträger wie Wasserstoff und kohlenstoffbasierte Brennstoffe (z. B. Erdgassubstitut) in Betracht, die sich aus verschiedenen EE herstellen lassen. Sie stellen die einzige derzeit absehbare Option dar, EE mit einer Kapazität im Bereich von TWh in Deutschland saisonal zu speichern und bei Bedarf zu-

rück zu verstromen. Darüber hinaus können chemische Sekundärenergieträger in anderen Anwendungsbereichen eingesetzt werden, etwa im Verkehr.

Die ursprüngliche Definition von Power-to-Gas wurde geprägt für die Konversion von (erneuerbarem) Strom in ein (regeneratives) Gas wie Methan und/oder Wasserstoff, um dieses in der vorhandenen Erdgas-Infrastruktur zu speichern und um es zeitversetzt verschiedenen Nutzungssektoren zuführen zu können (Specht 2010, Specht et al. 2010).

Die wesentlichen Anwendungen von P2G® in einem auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem sind:

1. Langzeitspeicher für EE
2. Speicher für Insellösungen in energieautarken Regionen
3. Stabilisierung des Stromnetzes durch netzgeführten Strombezug bzw. netzgeführte Stromeinspeisung bei der Rückverstromung
4. partielle Verlagerung des Energietransports vom Stromnetz zum Gasnetz
5. Option für nachhaltige Kraftstoffe für die Mobilität, die nicht anderweitig substituiert werden können (mit dem kurzfristig realisierbaren Eintrittsmarkt „CH_4-Mobilität“, mittelfristig mit „H_2-Mobilität“ und langfristig die Bereitstellung von Kohlenwasserstoffen für Flug-, Schiffs- und Schwerlastverkehr)

Die Chance der bidirektionalen Kopplung von Stromnetz und Gasnetz liegt in einer Konvergenz der Systeme zu einer nachhaltigen Energieversorgung mit Strom, Wärme und Kraftstoff unter Nutzung der vorhandenen Netze zur Energieverteilung und -speicherung.

2 Kombination Biogasanlage/P2G®-Prozess

Die Bereitstellung des für die Methanisierung benötigten Kohlendioxids kann aus verschiedenen Quellen erfolgen. Beispiele sind die CO_2-Gewinnung bei der Verstromung fossiler Energieträger (CCU, Carbon Capture and Utilisation anstatt CCS, Carbon Capture and Storage), bei der Kalk-/Zementherstellung, bei Prozessen der chemischen Industrie und bei der Bioethanolherstellung.

Als CO_2-Quellen für industrielle Power-to-Gas-Anlagen kommen insbesondere Biogasanlagen (BGA) infrage. Das überwiegend aus CO_2 bestehende „Off-Gas“ entsteht bei der Aufbereitung von Biogas zu „Bio-Methan“ (CO_2-Abtrennung). Da dieses biogene CO_2 nicht mit klimarelevanten Emissionen belastet ist (CO_2-neutraler Kreislauf), eignet es sich besonders als Edukt für die Methanisierung. Alternativ kann CO_2 aus Biogas auch ohne vorherige Abtrennung genutzt werden, indem das Biogas direkt einer Methanisierungsreaktoreinheit zugeführt wird.

Der Markteintritt von P2G®-Anlagen wird dort erfolgen, wo CO_2 „kostenlos“ zur Verfügung steht. Dies ist einerseits CO_2 als Majorkomponente im Biogas (als Gasgemisch mit einem CO_2-Anteil von 30 bis 50 %) oder in Form von „Off-Gas“, das überwiegend aus CO_2 besteht und bei der Aufbereitung von Biogas zu einem in das Erdgasnetz einspeisbaren „Bio-Methan“ anfällt.

Bei der anaeroben Fermentation von Biomasse wird ein Rohbiogas mit den Majorkomponenten CH_4 (50–70 Vol.-%) und CO_2 (30–50 Vol.-%) gewonnen. Weiterhin sind Wasserdampf, die Minorkomponenten H_2S, NH_3 sowie je nach Art der Vorentschwefelung auch N_2 und O_2 enthalten. Eine Aufbereitung des Rohbiogases zu SNG erfolgt durch Abtrennen von Wasser, der Minorkomponenten und der Majorkomponente CO_2, bis die für die Einspeisung notwendige Qualität (Austauschgasqualität) erreicht ist. CO_2 wird in bestehenden Anlagen z. B. durch Druckwechseladsorption oder verschiedene Wäschersysteme entfernt. Dieses CO_2 steht als Edukt für die Erzeugung von SNG mittels P2G®-Prozess zur Verfügung.

Eine Kopplung des P2G®-Prozesses mit einer Biogasanlage ist auch in Hinblick auf die vorhandenen Wärmequellen und -senken günstig. So kann die bei der Methansynthese anfallende Reaktionswärme weitgehend genutzt werden: Wärme auf einem Temperaturniveau von bis zu 200 °C (medienabhängig) ist bei der Gastrennung durch chemische Wäscher zur Aufbereitung des Waschmediums nutzbar (z. B. bei der Aminwäsche). Die Niedertemperaturwärme (z. B. Elektrolyse-Abwärme) ist dagegen für die Beheizung der Fermenter geeignet. Auf diese Weise lassen sich die ursprünglich zur Beheizung eingesetzten Energieträger substituieren, wodurch sich der Gesamtanlagenwirkungsgrad erhöht.

In den Abbildungen 1 und 2 sind verschiedene Optionen zum Betrieb einer BGA und die verschiedenen Verfahrenskombinationen für die Kopplung mit einer P2G®-Anlage dargestellt. Grundsätzliches Unterscheidungsmerkmal ist die Netzkopplung. In Abbildung 1 sind Varianten dargestellt, bei denen ausschließlich eine Anbindung an das Stromnetz realisiert sind. In Abbildung 2 sind Varianten dargestellt, die an eine Anbindung an das Gasverteilnetz gebunden sind.

Variante 1 zeigt den konventionellen Betrieb einer BGA. Das erzeugte Biogas wird ohne Zwischenspeicherung direkt in einem BHKW verstromt. Die Stromeinspeisung erfolgt kontinuierlich und nicht netzgeführt. Der prinzipielle Vorteil einer Biogasanlage als Regulativ im Stromnetz wird in dieser Konfiguration nicht genutzt.

Wird eine Biogasanlage nach Variante 2 um einen der BGA zugeordneten Gasspeicher erweitert und das Verstromungsaggregat in der Leistung entsprechend größer dimensioniert, so resultiert eine Stromeinspeisung, mit der bedarfsgerecht auf die Erfordernisse des Stromnetzes reagiert werden kann. Die Entnahme des Biogases aus dem Speicher und die nachfolgende Verstromung erfolgt diskontinuierlich nach Anforderungsprofil.

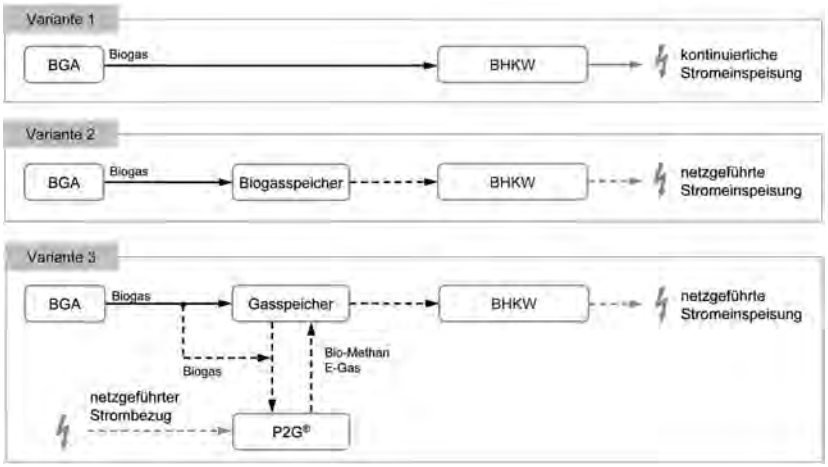


Abb. 1: Die Abbildung zeigt verschiedene Betriebsarten einer Biogasanlage zur kontinuierlichen bzw. bedarfsgerechten Stromeinspeisung ohne Gaseinspeisung, sodass eine Ankopplung an das Gasnetz nicht erforderlich ist. BGA: Biogasanlage; BHKW: Block-Heizkraftwerk; Bio-Methan: aus Biogas erzeugtes, methanreiches Gas; E-Gas: strombasiertes Gas (entweder CH_4, das aus CO_2 generiert wurde oder H_2)

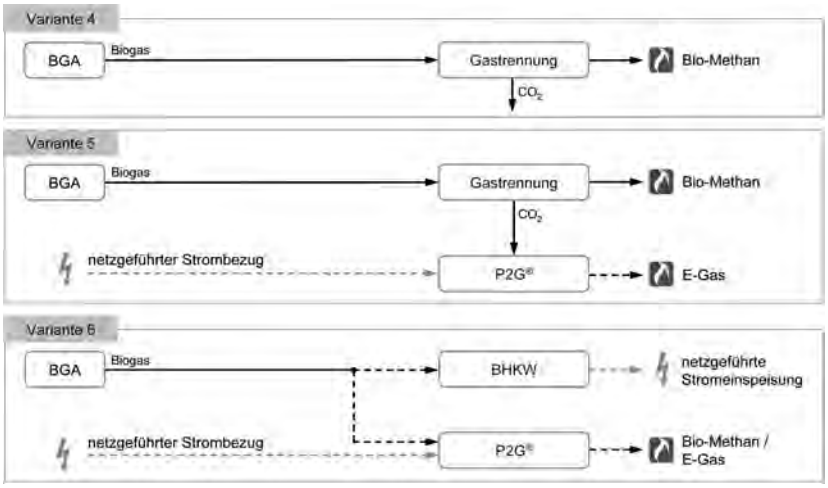


Abb. 2: Die Abbildung zeigt verschiedene Betriebsarten einer Biogasanlage mit Gasnetzeinspeisung; In diesen Betriebsarten ist eine Gasnetzkopplung erforderlich

In der Variante 3 wird Variante 2 zusätzlich um eine P2G®-Anlage erweitert, sodass bei netzgeführtem Strombezug der Gasspeicher sowohl aus der BGA befüllt wird als auch aus der P2G®-Anlage mit Methan und/oder Wasserstoff. Die Ausspeicherung von Biogas/Bio-Methan/E-Gas erfolgt diskontinuierlich und Gas wird im BHKW netzgeführt verstromt (Schmid et al. 2012). Die Bezeichnung „Bio-Methan“ wird verwendet für ein

aus Biogas erzeugtes, methanreiches Gas. Der Begriff „E-Gas“ steht für ein strombasiertes, methanreiches Gas, das aus CO_2 generiert wurde, oder für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff.

Die Auslegung des Speichers kann je nach Verfahrenskonzept unterschiedlich erfolgen. Während die Zumischung von H_2 zu Biogas die volumetrische Energiedichte reduziert, wird bei der Konversion von Biogas in Methan die Energiedichte und damit auch die Speicherkapazität erhöht. Wegen des hohen H_2-Diffusionsvermögens ist die Errichtung eines separaten H_2-Speichers einem gemeinsamen Gasspeicher vorzuziehen.

Ein steigender Anteil der Biogasanlagen ist nicht an das Stromnetz gekoppelt, sondern verfügt über eine Einspeiseanlage, die das aufbereitete Biogas in das Erdgasnetz einleitet. Diese Anlagenkonfiguration, dargestellt in Variante 4, erfordert neben der Abtrennung der Minorkomponenten aus Biogas auch die Abtrennung der Majorkomponente CO_2. In das Erdgasnetz wird kontinuierlich Bio-Methan eingespeist. Vorteil dieser Variante: Die im Erdgasnetz gespeicherte Energie kann bedarfsgerecht an anderer Stelle und zu einem anderen Zeitpunkt entnommen und neben der Rückverstromung einer anderen Nutzung (z. B. Mobilität) zugeführt werden.

In Variante 5 wird Variante 4 um eine P2G®-Anlage erweitert. Wird für die P2G®-Anlage kein Strom aus dem Netz entnommen, so wird ausschließlich der aus dem Biogas stammende Methananteil in das Gasnetz eingespeist (Bio-Methan). Das abgetrennte Kohlendioxid, das sogenannte Off-Gas, wird – ggf. nach Oxidation der CH_4-Restbestandteile – in die Atmosphäre entlassen. Steht dagegen „Überschussstrom“ im Stromnetz zur Verfügung, so wird das Off-Gas in der P2G®-Anlage in Methan konvertiert und zusätzlich als E-Gas in das Gasnetz eingespeist. Während die Einspeisung von Bio-Methan kontinuierlich erfolgt, wird E-Gas intermittierend eingeleitet.

In Variante 6 wird entweder der gesamte Biogasstrom dem BHKW oder der P2G®-Anlage zugeführt. Bei Strombedarf wird das Biogas verstromt, bei Überkapazitäten im Stromnetz wird der Biogasstrom der P2G®-Anlage zugeführt. Bei dieser Konfiguration kann zwischen den beiden Zuständen „netzgeführte Stromeinspeisung“ oder „netzgeführter Strombezug/Bio-Methan- + E-Gas-Einspeisung“ gewählt werden.

3 Methan-Erzeugungskapazität und schaltbare elektrische Leistung der Kombination BGA/P2G®

Im Folgenden wird für den fiktiven Fall „alle Biogasanlagen in Deutschland werden nach Variante 6 betrieben“ dargestellt, welche schaltbare elektrische Leistung zwischen den beiden Zuständen Variante 6a (Biogas-Verstromung) bzw. Variante 6b (Gaseinspeisung in das Erdgasnetz in Form von Bio-Methan/E-Gas) resultiert und wie hoch die maximale

jährliche Gaserzeugungskapazität ausfällt. Die Gegenüberstellung soll das Potenzial für die Stromnetzregelung verdeutlichen, wohlwissend, dass realistischerweise nur ein Teil der bestehenden Anlagen umgerüstet werden wird.

Für Variante 6 sind in Abbildung 3 die beiden Betriebszustände sowie das Verhältnis von Biogasleistung/Stromerzeugungsleistung bzw. von Biogasleistung/Strombezugsleistung/Gesamtgaseinspeiseleistung (Bio-Methan + E-Gas) dargestellt.

Für die Berechnung der schaltbaren elektrischen Leistung und der maximalen jährlichen Gaserzeugungskapazität wurden die nachfolgenden Bestandsdaten und Annahmen für Deutschland zugrunde gelegt (Bezugsjahre 2011/2012):

- Bestand Biogasanlagen mit Verstromung: ca. 7200 Anlagen
- Einspeiseleistung der Biogasanlagen mit Verstromung: 2,9 GW_{el}
- Stromerzeugung durch Biogasanlagen: 19,5 TWh_{el}/a
- Verstromungswirkungsgrad $\eta_{Biogas\text{-}to\text{-}Power}$ = 40 %
- P2G®-Wirkungsgrad $\eta_{Power\text{-}to\text{-}Gas}$ = 60 %
- Zusammensetzung des erzeugten Biogases: 60 Vol.-% CH_4/40 Vol.-% CO_2
- erforderliche elektrische Leistung für die E-Gas-Erzeugung: 1 W_{el}/1 W_{Biogas} (abhängig von CH_4/CO_2-Verhältnis und $\eta_{Elektrolyse}$)
- Erzeugung von Biogas: 49 TWh_{Biogas}/a (entsprechend 19,5 TWh_{el}/a bei der Stromerzeugung aus Biogas)
- Bestand Biogasanlagen mit Bio-Methan-Einspeisung: ca. 100 Anlagen
- Bio-Methan-Erzeugung durch Biogasanlagen: 6 $TWh_{Bio\text{-}Methan}/a$

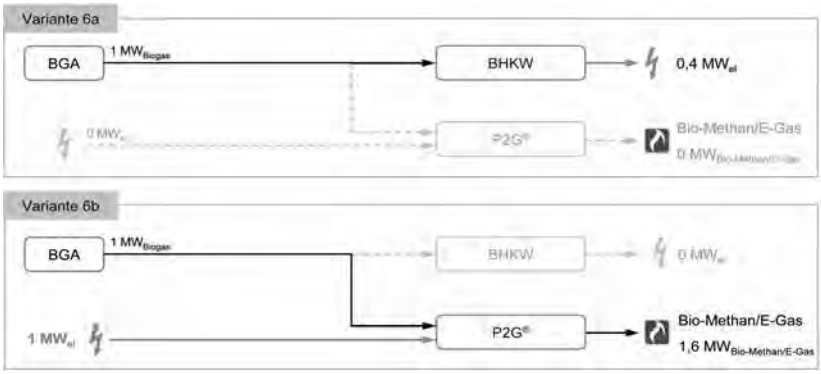


Abb. 3: Alternative Schaltzustände einer BGA „Biogas-Verstromung" bzw. „Strombezug/Gaseinspeisung"; Anlagenkonfiguration ohne separate CO_2-Abtrennung

Würden alle in Deutschland betriebenen Biogasanlagen ausschließlich Bio-Methan erzeugen, so entspräche dies 55 $TWh_{Bio\text{-}Methan}$/a. Mit dem im Rohbiogas enthaltenen CO_2 der derzeit in Deutschland betriebenen etwa 7300 Biogasanlagen, ließen sich mit dem P2G®-Verfahren ca. 37 $TWh_{E\text{-}Gas}$/a speicherfähiges SNG zusätzlich produzieren. Hieraus resultiert ein Gesamterzeugungspotenzial an erneuerbarem Methan (Bio-Methan/E-Gas) von 92 TWh_{Gas}/a.

Würde das gesamte, bei der Biogaserzeugung entstehende CO_2 in E-Gas konvertiert, so resultiert eine elektrische Aufnahmeleistung von ca. 7 GW_{el}. Gleichzeitig würden 11 $GW_{Bio\text{-}Methan}$/E-Gas in das Gasnetz eingespeist. Die beiden Grenzfälle ergeben eine schaltbare elektrische Leistung von 10 GW_{el} (+ 3 GW_{el} netzgeführte Stromeinspeisung bzw. - 7 GW_{el} netzgeführter Strombezug).

Dieses Methan-Erzeugungspotenzial bezieht sich ausschließlich auf Biogasanlagen bzw. deren Kopplung mit dem P2G®-Prozess. Werden auch die Prozesse der thermochemischen Konversion von Biomasse in Kopplung mit P2G® umgesetzt, so ließe sich die erneuerbare Methanmenge und die schaltbare elektrische Leistung um ein Vielfaches steigern.

4 Experimentelle Ergebnisse

Am ZSW wurden Methanisierungsreaktoren zur SNG-Erzeugung bis zu einer Gasleistung von 150 kW_{SNG} (entsprechend 250 kW_{el}) aufgebaut und betrieben. Aufgrund der Exothermie der Methanisierung und der Qualitätsanforderungen an die Gasbeschaffenheit zur Einspeisung in das Gasnetz ergeben sich besondere Anforderungen an die Reaktionsführung und das Reaktorkonzept. Diesen wird durch die Reaktorgeometrie und das Reaktorkühlkonzept Rechnung getragen. Ziel ist ein möglichst hoher Reaktionsumsatz in einem einstufigen Reaktorsystem ohne die Erfordernis einer nachgeschalteten Gaskonditionierung. Alternativ werden Reaktorkonzepte mit Zwischenkondensation untersucht.

Experimentelle Untersuchungen zur Konvertierung von H_2/CO_2- bzw. $H_2/CO_2/CH_4$-haltigen Gasgemischen wurden in verschiedenen Festbettreaktorsystemen durchgeführt. Beide Varianten wurden mit „Echtgasen“ aus Biogasanlagen durchgeführt (Biogas bzw. „CO_2-Off-Gas“ aus einer Aufbereitungsanlage, das jeweils einer Feinreinigung unterzogen wurde).

Eine vollständige P2G®-Anlage in der Leistungsklasse 25 kW_{el} wurde im Auftrag der Firma ETOGAS GmbH (ehemals SolarFuel GmbH) containerintegriert aufgebaut. Sie beinhaltet Elektrolyse, Methanisierung, Steuer- und Regelelektronik inklusive eines Betankungsmoduls für Erdgasfahrzeuge. Die Ergebnisse der SNG-Erzeugung aus den Eduktgasen „CO_2-Off-Gas/H_2“ und „Biogas/H_2“ sind in Abbildung 4a und 4b dargestellt.

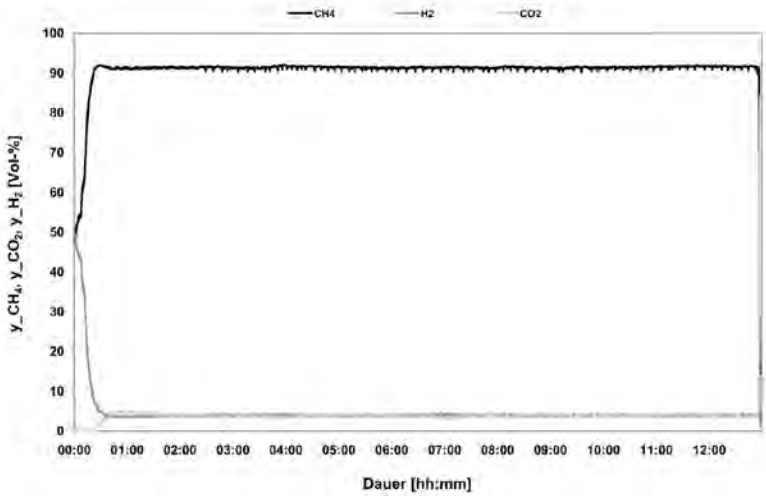


Abb. 4a: Produktgaszusammensetzung bei der Konversion des CO_2-Off-Gases mit H_2 in der 25-kW_{el}-Anlage (BGA mit PSA-Gasaufbereitung zu Bio-Methan)

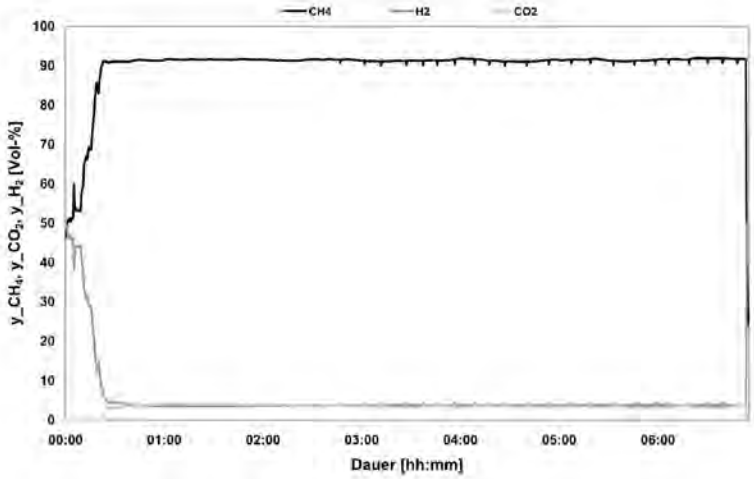


Abb. 4b: Produktgaszusammensetzung bei Konversion von gereinigtem Biogas mit H_2 in der 25-kW_{el}-Anlage (BGA ohne Gasaufbereitung zu Bio-Methan)

Zum Einsatz kam ein wandgekühltes Rohrreaktorsystem mit Festbett-Katalysatorschüttung. Der Reaktor wurde in beiden Fällen mit vergleichbaren Betriebsparametern betrieben (T: 250–550 °C; p_{abs} = 7 bar; Ni-basierter Katalysator, Gasbelastung: 2000–5000 h^{-1}).

Den Abbildungen kann entnommen werden, dass für den Einsatz beider Realgase – CO_2-Off-Gas aus einer PSA (Druckwechseladsorptionsanlage) sowie für Biogas nach

Reinigung aber ohne CO_2-Abtrennung – eine gleichbleibende Gasqualität über einen längeren Zeitraum erreicht werden kann. Der Synthesebetrieb blieb während der gesamten Versuchsdauer stabil. Bei dem erzeugten Gasgemisch handelt es sich aufgrund der Gaszusammensetzung und der brenntechnischen Kenndaten um ein Austauschgas (L-Gas) gemäß der DVGW G 260 und DVGW G 262 (DVGW 2013, DVGW 2011). Nach Trocknung kann demnach eine weitere Gaskonditionierung bei einer Einspeisung in das L-Gasnetz entfallen.

Um die Eignung der Methansynthese in Hinblick auf wiederholte An- und Abfahrvorgänge sowie Lastwechseln nachzuweisen, erfolgten Untersuchungen an einem Einzelrohr der 250-kW_{el}-Syntheseversuchsanlage. Abbildung 5 zeigt die Produktgaszusammensetzung bei An- und Abfahrvorgängen sowie bei verschiedenen Lastzuständen.

Dem Reaktorsystem wurde ausgehend vom Standby-Zustand ein stöchiometrisches H_2-CO_2-Gemisch zugegeben. Nach Erreichen eines stationären Zustands mit konstanter Produktgasqualität erfolgte die Untersuchung des Lastwechselverhaltens zwischen 100 % und 70 % anhand stöchiometrischer Rampen der Eduktgasströme. Daraufhin wurde ein Standby-Zustand mit H_2-Spülung simuliert und die gesamte Sequenz wiederholt.

Aus Abbildung 5 geht hervor, dass Lastwechsel zwischen 100 % und 70 % keinen wesentlichen Einfluss auf die Produktgasqualität haben. Ebenfalls kann nach wiederholten An- und Abfahrvorgängen eine vergleichbare Gaszusammensetzung erreicht werden. Das Gasgemisch wies nach allen durchgeführten Anfahrvorgängen Austauschgasqualität (L-Gas) auf.

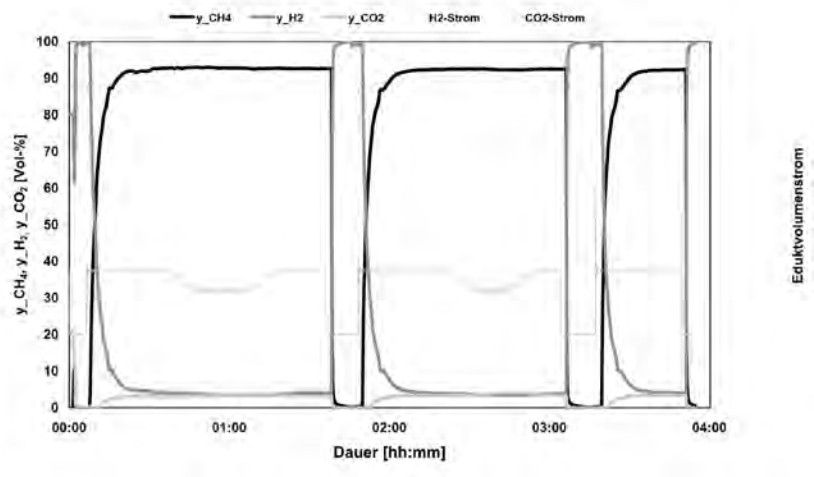


Abb. 5: Lastwechseluntersuchungen am Einzelrohr der 250-kW_{el}-Syntheseanlage

5 Fazit und Ausblick

Verschiedene Kombinationen von Biogasanlage und P2G®-Prozess wurden vorgestellt. Durch netzgeführte Stromeinspeisung bzw. netzgeführten Strombezug eröffnet sich die Option eines Regulativs zur Wahrung der Stromnetzstabilität. Die mit den heute existierenden Biogasanlagen theoretisch erreichbare, schaltbare elektrische Leistung beläuft sich hierbei auf ca. 10 GW (+ 3 GW/- 7 GW). Das Potenzial der heute vorhandenen Biogasanlagen in Deutschland bietet theoretisch eine Methanerzeugungskapazität von über 90 TWh/a. Diese regenerative Gasmenge ist ausreichend für die Befüllung von Langzeitspeichern, deren Bedarf in einem 100-Prozent-EE-Szenario auf einige 10 TWh geschätzt wird. Ein weiterer Absatzmarkt für das erneuerbare E-Gas ist insbesondere die Anwendung als Kraftstoff für die Langstreckenmobilität.

Die containerintegrierte 25-kW-P2G®-Anlage wurde mit „CO_2-Off-Gas“ und mit „Biogas“ betrieben. In beiden Fällen konnte nachgewiesen werden, dass eine in das Gasnetz einspeisbare Gasqualität erzeugt wurde (Austauschgas für L-Gasnetz), ohne nachfolgende Konditionierung des im Methanisierungsreaktor erzeugten methanreichen Produktgases.

Eine weitere Ausbaustufe mit 250 kW elektrischer Anschlussleistung wurde am ZSW aufgebaut. Ziel dieser Anlage ist die Optimierung der Verfahrensführung bei intermittierendem und dynamischem Betrieb sowie das Aufzeigen von Kostenreduktionspotenzialen. Es wurde experimentell nachgewiesen, dass sowohl bei Lastwechsel, als auch nach wiederholten An- und Abfahrvorgänge der Methanisierung, eine hohe Produktgasqualität erzielt werden kann.

In einer ersten kommerziellen Realisierungsstufe ist eine 6-MW-P2G®-Anlage in Kopplung mit einer Reststoff-Biogasanlage in Aufbau, an der das CO_2-haltige Off-Gas aus einer Aminwäsche für die E-Gas-Erzeugung verwendet wird. Das erzeugte E-Gas wird in das Gasnetz eingespeist, um es an Methan-Tankstellen als PKW-Kraftstoff für eine nachhaltige Mobilität nutzen zu können. Die am ZSW generierten Ergebnisse bilden die Auslegungsgrundlage für die 6-MW-P2G®-Anlage am Standort Werlte im Emsland. Errichtet wird die Anlage, die 2013 in Betrieb gehen wird, von dem Anlagenbauer ETOGAS GmbH (ehemals SolarFuel GmbH) für den Automobilkonzern Audi AG.

Die grundsätzliche Eignung des P2G®-Konzeptes zur Energiespeicherung und Netzregelung wurde nachgewiesen. Mit einem gegenüber der Fischer-Tropsch- bzw. Methanolsynthese deutlich reduzierten verfahrenstechnischen Aufwand lässt sich der erneuerbare Kraftstoff Methan auch in dezentraler Anwendung herstellen.

Durch die hier dargestellte Kombination der Ressource Biogas und EE-Strom lässt sich der „Biogas-Kohlenstoff“ nahezu vollständig in „Kraftstoff-Kohlenstoff“ überführen, sodass die Reichweite des biogasstämmigen Kraftstoffs Methan bedeutend erhöht

wird. Der P2G®-Prozess wirkt sich damit stark reduzierend auf den Flächenbedarf für Energiepflanzen aus.

Literatur

Specht, M.; Baumgart, F.; Feigl, B.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U.; Sterner, M.; Waldstein, G. (2010): Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz. Themen 2009. Forschungsverbund Erneuerbare Energien, Berlin, S. 69

Specht, M.; Brellochs, J.; Frick, V.; Stürmer, B.; Zuberbühler, U.; Sterner, M.; Waldstein, G. (2010): Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz. Erdöl Erdgas Kohle 126 (10), S. 342

Schmid, J.; Günther, M.; Jentsch, M.; Specht, M.; Waldstein, G.; Otten, R. (2012): Klimaverträglich: Erneuerbares Methan. VDI Umwelt-Magazin 4/5, S. 60

DVGW Technische Regel (2013): Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit, Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Bonn

DVGW Technische Regel Arbeitsblatt G 262 (2011): Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung, Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Bonn

Danksagung

Ein Teil der in diesem Beitrag dargestellten Ergebnisse wurde gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages (Förderkennzeichen: 0325275).

Einsatzmöglichkeiten und Perspektiven von Nahinfrarotspektroskopie im Biogasbereich

H. Fabian Jacobi

Kurzfassung

Nahinfrarotspektroskopie ist eine zerstörungsfreie, onlinefähige Technologie, die bereits seit langem in der Qualitätssicherung der unterschiedlichsten Wirtschaftszweige verwendet wird. Seit einigen Jahren gibt es auch Bestrebungen, das Verfahren für den Einsatz an Biogasanlagen zu etablieren. Die Anwendungsmöglichkeiten reichen hier von der Substratcharakterisierung während der Ernte und vor der Beschickung über die kontinuierliche Überwachung der flüchtigen Fettsäuren als den relevantesten Prozessparametern bis hin zur Gärrestbewertung hinsichtlich der Düngewerte.

In diesem Beitrag wird eine Übersicht über die Grundlagen der Technologie und die bisherigen Anwendungen von NIRS im Biogasbereich und ähnlichen Gebieten sowie über den Stand der Entwicklung für den konkreten Einsatz an Biogasanlagen berichtet.

1 Einleitung – Grundlagen

Nahinfrarotspektroskopie (NIRS) wird in vielen Bereichen der Qualitätssicherung, auch im landwirtschaftlichen Bereich, eingesetzt. Die Anwendungen reichen von der Überwachung des Wirkstoffgehaltes in fertig abgepackten Tabletten durch den Blister hindurch, bis hin zur Apfelsortierung nach Süßegrad mit nachfolgender Bewerbung („NIRS-geprüft“) im Supermarkt in Japan.

Einer der Vorteile von NIRS ist die Möglichkeit, mehrere Kalibrationen für die verschiedensten Analyseparameter einer Probenart zu entwickeln und dann gleichzeitig anzuwenden. Das heißt: Auf eine NIRS-Analyse (ein Spektrum) können alle für diese Probe zur Verfügung stehenden Kalibrationen gleichzeitig angewendet und so aus dieser einen Messung mehrere Analysewerte ermittelt werden. Weiterhin liegt der Zeitaufwand für die Aufnahme eines Spektrums im Millisekundenbereich und für die Messung mehrerer Spektren im Sekundenbereich. In der Anwendung ist die eigentliche Analyse damit enorm schnell.

Die Kalibration der Vorhersagemodelle hingegen ist relativ aufwendig, da dazu viele Proben benötigt werden und die Geräteanschaffung zunächst eine mittlere Investition darstellt. Einmal kalibriert kostet die einzelne weitere Analyse aber lediglich den

Arbeitsaufwand der Probenvorbereitung und -präsentation, welcher durch Automatisierung sehr gering gehalten werden kann. In der industriellen Anwendung liegt dieser dann sehr niedrig, da die Technik am Gutstrom installiert werden kann und damit eine kontinuierliche Probenpräsentation stattfindet. Dennoch müssen gerade bei landwirtschaftlichen Gütern die Kalibrationen beständig erweitert werden. So kann z. B. ein neues Erntejahr neue Bedingungen hervorrufen, die in der alten Kalibration noch nicht repräsentativ enthalten sind. Die alte Kalibration ist damit nicht nutzlos, muss aber durch Erweiterung durch einige neue, jahrestypische Proben angepasst werden (Williams und Norris 2001). Daher können NIRS-Geräte in solchen Anwendungen auch teilweise nicht über ihre Lebensdauer mit einer einmal aufgespielten Kalibration betrieben werden oder vom Anwender selbst einfach nachkalibriert werden wie beispielsweise ein pH-Meter.

Im Labor werden die meisten Produkte im trockenen und vermahlenen Zustand analysiert. Wasser ist im nahinfraroten Spektralbereich ein starker Absorber, d. h. weite spektrale Bereiche und damit viel „Information“ wird davon überlagert. Die Anwendung von NIRS im Online-Einsatz auf Biogasanlagen verlangt nach einer kontinuierlichen Spektrenaufnahme. Dies schließt die Vortrocknung des Probengutes nahezu aus und macht die Entwicklung von Kalibrationen für unveränderte Proben notwendig.

Im Folgenden soll ein Überblick über den Stand der Nahinfrarotspektroskopie im Bereich der Biogastechnologie gegeben werden.

1.1 Prinzipien der Nahinfrarotspektroskopie

Mit NIRS ist es möglich, sehr komplex zusammengesetzte Naturprodukte schnell und zerstörungsfrei zu analysieren (Williams und Norris 2001, Siesler 2002). In der Nahinfrarotspektroskopie nutzt man folgendes physikalisches Prinzip: Trifft Strahlung im relevanten Bereich auf Materie, so kann sie Übergänge zwischen spezifischen Energieniveaus der Moleküle verursachen. Dabei wird die Strahlung absorbiert. Der Bereich der Nahinfrarotstrahlung wird durch die Oberton- und Kombinationsschwingungen von zumeist organischen Molekülen mit O-H-, N-H-, C-H- oder COOH-Bindungen teilweise absorbiert. Dabei entsteht ein charakteristisches Spektrum für das Substrat.

Der Bereich des elektromagnetischen Spektrums zwischen 780 und 2 500 nm wird als der nahinfrarote Bereich bezeichnet. Strahlung dieses Bereiches kann verschiedene Arten von Schwingungen in atomaren Bindungen hervorrufen. Diese Schwingungen werden Oszillationen genannt und ihre Energieform wird als molekulare Vibrationsenergie bezeichnet. Daher spricht man bei der Nahinfrarotspektroskopie auch von Vibrationsspektroskopie. Die Oszillationen können als Dehnung und Biegung der Bindung durch bestimmte Bewegungsmuster der verbundenen Atome gegeneinander verstanden werden. Quantenmechanisch kann von einer Verbindung nur das exakte Vielfache einer Energiemenge absorbiert werden, d. h. die Anregung einer Verbindung kann durch elek-

tromagnetische Strahlung bestimmter, diskreter Energiegehalte stattfinden. Tatsächlich existiert jedoch ein sogenannter Anharmonizitätseffekt, durch den eine Ungleichheit in den absorbierbaren Energieniveaus entsteht. Eine einzige Verbindung kann also innerhalb des elektromagnetischen Spektrums Strahlung verschiedener Frequenzen absorbieren. Zudem werden die Eigenschaften der Bindungen durch benachbarte Bindungen im selben Molekül beeinflusst. Dadurch kommt es zu einer Verschiebung der absorbierbaren Frequenzen. Die Bindung von 2 Atomen, z.B. C-H, kann also im Absorptionsspektrum Signale an verschiedenen Frequenzen auslösen, abhängig davon in was für einem Molekül und an welcher Stelle desselben sie sich befindet. Die Vielzahl möglicher Kombinationen aus Atomen und Molekülen führt also zu einer Vielzahl möglicher Absorptionsfrequenzen für alle Bindungstypen – jeweils abhängig von der spezifischen „Nachbarschaft", dem Anregungszustand und den möglichen weiteren Anregungszuständen. Daher können Moleküle anhand der Strahlung, die sie absorbieren, charakterisiert werden. Auf diesem Prinzip basiert die Anwendung der NIRS.

Bei der Analyse von NIR-Spektren liegt daher das Interesse auf dem Anteil der auf die Probe abgegebenen Strahlung, welcher nicht wieder aus der Probe austritt. Die Strahlung, die nicht mehr detektiert werden kann, wird, zumindest zu einem beträchtlichen Teil, absorbiert. Strukturen, die Wasserstoff beinhalten (z.B. N-H, O-H, C-H) absorbieren besonders stark im NIR-Bereich und dominieren das Absorbtionsspektrum dadurch (Bokobza 2002). In der Regel wird dies in der NIRS-Analytik ausgenutzt; das Vorhandensein von Wasser in natürlichen Proben führt jedoch zu sehr dominanten Absorbtionsbanden von O-H-Bindungen, welche andere Absorptionssignale überlagern.

Im Unterschied zu anderen spektroskopischen Methoden ist die Messung von Position, Höhe und Breite von Absorptionsbanden aufgrund der vielfachen Überlappungen der Banden jedoch schwierig. Diese können dadurch nicht einzeln getrennt voneinander dargestellt werden (Shenk 2001). Bei der Reflektionsspektroskopie wird nur solche Strahlung detektiert, die von der Probe zurückgeworfen wird. Neben der Absorbtion verändern aber auch Effekte wie die Streuung und Transmission das Spektrum reflektierten Lichtes. Streuung kann die größte Quelle für Signalverlust darstellen, welche zu Veränderungen des Absorptionsspektrums führen kann und die Interpretation von NIR-Spektren erschwert. Aus diesem Grund werden Proben vor der NIR-Messung häufig getrocknet und vermahlen, um Wasserabsorptionsbanden zu minimieren und maximale Heterogenität der Probe zu erlangen. Abgesehen von diesen Vorbehandlungen wird NIRS dafür geschätzt, dass der Aufwand für Probenvorbereitung und Messung vergleichsweise gering ist. Tatsächlich wird auf Trocknung und Vermahlung teilweise auch verzichtet.

NIRS ist eine sehr schnelle analytische Methode, welche sich besonders für hohe Probendurchsätze eignet. Die Vervielfachung der Probenmenge führt kaum zur Kostensteigerung. Das Potenzial von NIRS für Automatisierung und Fernüberwachung ist daher

sehr hoch, und die Technologie hat bereits Einzug in die verschiedensten Anwendungen gehalten – sei es im Agrarsektor, der chemisch-pharmazeutischen oder anderen Industriezweigen (Williams und Norris 2001). Ihre Vorteile hat die Technologie bereits in landwirtschaftlichen Anwendungen zeigen können, welche Ähnlichkeiten zum Biogasprozess und den darin vorkommenden Stoffen haben. Es ist eine Standardanalysemethode für die Bestimmung von Futtermittelparametern in kommerziellen landwirtschaftlichen Laboren und ist in der Lage z. B. die Zusammensetzung von Güllen zu analysieren, wie in den folgenden Abschnitten weiter erläutert wird.

1.2 Chemometrie: Methoden der Kalibrationsentwicklung

Um aus den vorhandenen Spektren Informationen zu Inhaltsstoffkonzentrationen zu erlangen, müssen Kalibrationsmodelle, i. d. R. auf Basis chemometrischer Methoden erstellt werden. Chemometrie beschreibt den Ansatz, mathematische und statistische Methoden zu verwenden, um chemische und physikalische Informationen aus komplexen Daten zu generieren (Davies 2012). Dabei werden Datensätze mit bekannten Konzentrationen des Inhaltsstoffes mit den spektralen Daten der Proben verrechnet. Werden die so erstellten Schätzmodelle (Kalibrierungen) in der Steuerung der Messtechnik hinterlegt, können die kalibrierten Inhaltsstoffe/Eigenschaften direkt aus den aktuellen Spektren erfasst und ausgegeben werden. Für nähere Erläuterungen zu Methoden der multivariaten Datenanalyse sei auf Lehrbücher verwiesen (Kessler 2007).

Dies impliziert, dass die Signale der zu untersuchenden Inhaltsstoffe zum einen im NIR-Spektrum enthalten sein müssen und zum anderen, dass die verwendete (labor-) analytische Methode hinreichend repräsentativ und spezifisch für das im NIR-Spektrum enthaltene Signal sein muss. Aufgrund der seit über 100 Jahren etablierten Methodik im Bereich der landwirtschaftlichen Analytik bereitet dies z. T. Schwierigkeiten, da die Analysen oftmals Summenparameter abbilden, welche sich chemisch nicht genau darstellen lassen (z. B. Weender Fraktionen).

2 Anwendung im Biogasbereich

NIRS bietet als automatisierbares und kontinuierliches Messverfahren alle Voraussetzungen zum qualitativen Stoffstrom- und Prozessmonitoring. Die abgedeckten spektralen Bereiche reagieren spezifisch für eine Vielzahl von Verbindungen und sind demnach auch auf eine Vielzahl von Parametern kalibrierbar. NIRS bietet sich damit als Multisensor an, welcher im Durchflussverfahren eingesetzt werden kann.

Zur Anwendung von NIRS an Biogasanlagen ergeben sich daher folgende erstrebenswerte Einsatzbereiche:

- Zusammensetzung (TS, oTS, Stärke-, Protein-, Fettgehalt),
- Summenparameterbestimmung (potenzielle Gaserträge),
- Erfassung relevanter Parameter zur Prozessüberwachung (Essigsäure, Propionsäure, FOS, pH und TAC) im Fermenter,
- Trockensubstanzgehalte in der Fermenterkaskade als Maß für den Abbaugrad der organischen Fraktion des Substrates und Bilanzierungsrechnungen,
- Gesamt- und Ammoniumstickstoff zur Überwachung von für den Prozess schädlichen Konzentrationen sowie zur Charakterisierung des Düngewertes der Gärreste.

Der mögliche Einsatz im Biogassektor kann von der Feuchte- und sogar Weender Parameterbestimmung des Erntegutes während der Ernte über die (Silage-)Qualitätsbestimmung direkt vor dem Einbringen in den Fermenter und die Prozessüberwachung bis hin zur Gärrestbewertung reichen. In allen diesen Bereichen wird und wurde bereits die Anwendungsfähigkeit erforscht und soll im Folgenden dargestellt werden.

2.1 Übersicht über relevante Parameter

Feuchtegehalt

Sicher kalibrierbar ist in den meisten Fällen der Feuchtegehalt, dessen Veränderung eine für den Biogasprozess durchgängig wichtige Rolle spielt und welcher bei qualitativen Veränderungen innerhalb einer Substratart den größten Einfluss hat.

Weender Analyse

Die traditionell aus der Futtermittelanalyse stammende Weender Analyse wird auch im Biogasbereich für die Substratbewertung verwendet. Auch basieren Formeln zur Umrechnung u. a. der Weender Parameter in Biogaspotenziale (Amon et al. 2007, Keymer und Schilcher 1999).

Biogas-/Biomethanertragspotenzial

Neben der qualitativen Beschreibung des Substrates über die Futtermittelanalyse und daraus ableitbaren Methanerträgen, gibt es einige Untersuchungen zur direkten Bestimmung des Biogas-/Biomethanertrages anhand von NIRS-Kalibrationen.

Einige Arbeiten beschäftigen sich dabei mit der Bewertung von organischen Fraktionen im Hausmüll, weitere Studien befassen sich mit nachwachsenden Rohstoffen (s. u.).

Die Schwierigkeit der Allgemeingültigkeit solcher Kalibrationen liegt hierbei nicht nur in der Kalibrierung selbst, sondern auch in der zugrundeliegenden Labormethodik. Hier gibt es in laborübergreifenden Studien noch relativ große Abweichungen in den Ergebnissen der Gärtests.

Asche, Mineralstoffe, Störstoffe

Asche, Mineralstoffe und Spurenelemente lassen sich eigentlich nicht direkt mittels NIRS analysieren, so lange sie keine chemischen Bindungen enthalten, die im betreffenden Spektralbereich aktiv sind. Kalibrationen solcher Stoffe werden dennoch in der Literatur gefunden und basieren entweder auf mehr oder weniger zufälligen Korrelationen des Analyten mit anderen, NIR-aktiven Probeninhaltsstoffen oder die Stoffe beeinflussen die Absorptionscharakteristika des Wassers, welches sie in Form einer Hydrathülle umschließt sodass eine „direkt-indirekte" Kalibration möglich ist.

Die Detektion von Antibiotika und anderen Medikamenten, Störstoffen o. Ä. dürfte nicht in den praktischen Anwendungsbereich fallen. Zum einen sind die anfallenden Konzentrationen vermutlich zu gering um überhaupt Kalibrationen zu erstellen, zum anderen müssten aufwendig erstellte Kalibrationen für eine enorme Vielzahl an möglichen Störstoffen vorgehalten werden, welche nur in den seltensten Fällen in den Substraten auftauchen würden.

2.2 NIRS zur Substratüberwachung

Biogasanlagen (BGAs) werden mit verschiedenen organischen Substraten gefüttert, deren zeitnahe qualitative Bewertung von Interesse sein kann. Den größten Anteil stellen in Deutschland die der Landwirtschaft direkt zuzuordnenden Substrate, weitere stammen aus der Verarbeitung von hauptsächlich landwirtschaftlichen Produkten, bzw. den daraus entstehenden Abfallprodukten und anderen organischen Abfällen.

Bisher liegen Untersuchungen zu einer Reihe der genannten Substrattypen vor. Die nachfolgend zitierten Untersuchungen schließen Studien und Anwendungen mit stark aufbereiteten, z. B. getrockneten Proben bis auf wenige Ausnahmen aus, da der Online-Einsatz an BGAs eine aufwendige und automatisierte Probenvorbereitung weitgehend ausschließt.

2.2.1 NawaRo-Bewertung vor der Silierung

Das erste Interesse an der Analyse von Erntegut noch während der Ernte stammt aus der Pflanzenzüchtung. Hier gibt es bereits seit einigen Jahren Anwendungen auf Parzellenerntern, z. B. der Fa. Haldrup. Auf herkömmlichen Praxisgeräten hält der Einsatz von Online-NIRS-Systemen seit einigen Jahren Einzug. Es existieren neben Prototypen auch schon erste Systeme auf Häckslern am Markt (z. B. John Deere „HarvestLab", Claas „NIR Sensorik"). Informationen über die angebotenen Kalibrationen sind aber nur über die Herstellerseiten im Internet verfügbar. Fundierte Daten und Charakterisierungen der angebotenen Kalibrationen und ihrer Qualität sind dem Autor nicht bekannt.

2.2.2 NawaRo-Bewertung vor der Beschickung

Die traditionelle Bewertung von landwirtschaftlichen Substraten für die Viehfütterung wird über die Weender Futtermittelanalyse (Rohfett-, Rohfaser-, Rohproteingehalt und stickstofffreie Extrakte) und deren Erweiterung, die van-Soest-Analyse (Aufteilung der Faserfraktionen) durchgeführt (Kirchgessner 1997). Dieses System wird auch im Biogasbereich angewandt, obgleich es in diesem Zusammenhang teilweise umstritten ist. Für getrocknete und gemahlene Proben werden von kommerziellen Futtermittellabors bereits NIR-Kalibrationen angewendet. In verschiedenen Arbeiten sowohl aus dem Futtermittelbereich als auch aus dem Biogasbereich wurden auch Kalibrationen der Weender-Parameter für ungetrocknete Grüngutsilagen (Mais, Gras-Anwelksilagen, Luzerne) entwickelt. Die vorgestellten Ergebnisse sind dabei unterschiedlich.

Nachwachsende Rohstoffe (Silagen)

Unter den nachwachsenden Rohstoffen spielt Mais im Biogasbereich die größte Rolle. Die Heterogenität von Maissilage in einem Silo wird häufig unterschätzt. Untersuchungen haben gezeigt, dass der Unterschied im TS-Gehalt an 2 verschiedenen Punkten einer Silageanschittsfläche über 10 % auseinanderliegen kann (Wiese und König 2009). Die Variation von Fütterung zu Fütterung wird im Mittel sicherlich darunter liegen, dennoch ergeben sich dadurch Unterschiede mit den entsprechenden Auswirkungen auf die Gasproduktion. Diese Problematik lässt sich sicherlich auch auf andere NawaRos übertragen.

In verschiedenen Arbeiten zu Mais und Grassilagen sind Kalibrationen für nicht vorbehandelte Silageproben veröffentlicht worden. Die älteren dieser Arbeiten haben keinen Bezug zu Biogas, sondern widmen sich dem Thema aus Sicht der Futtermittelanalytik. Die Parameter der Weender Futtermittelanalyse lassen sich teilweise im frischen Substrat kalibrieren, aber die Kalibrationsgüte ist häufig nicht sehr gut (Jacobi et al. 2011). Insbesondere jüngere Arbeiten befassen sich mit der Online-Bestimmung des zu erwartenden Gasertrages aus Mais. Dies gelingt nur zum Teil in befriedigendem Maße (Tab. 1).

Tab. 1: Literaturauszug zu NIRS-Untersuchungen an Silagen

Quelle	Maissilage		Grassilage	
	TS/oTS	Biogaspotenzial	TS/oTS	Biogaspotenzial
Gibaud 2007	++			
Jacobi et al. 2012	+	0		
Mayer et al. 2011	+			
Pfitzner et al. 2010	–			–
Sorensen 2004	+		++	

„++“ = sehr gut kalibrierbar, „+“ = gut kalibrierbar, „0“ = ausreichend kalibrierbar, „–“ = eher schlecht oder gar nicht kalibrierbar.

Die Begründung liegt hierbei zum Teil bereits im Analysenfehler begründet (Pfitzner et al. 2010), der bei Biogasertragstests teilweise relativ hoch ist und bei engen Spannweiten der Versuchsdaten dann zu einer großen Einschränkung in den Kalibrationen führt. In Jacobi et al. (2012) wurden die ermittelten Kalibrationen bereits für die Berechnung der Gasproduktion an einer Praxisanlage eingesetzt und mit den realen Messwerten verglichen. Die Ergebnisse zeigten, dass die Vorhersage durch den Einsatz von NIRS wenn auch marginal, aber dennoch verbessert werden konnte. Auch hier spielten Fehlerquellen, insbesondere auch die von der Anlage stammenden Daten eine Rolle. Die zur Anwendung kommende Silage war allerdings sehr homogen, sodass der Nachweis der Vorteilhaftigkeit eines Einsatzes hier kaum zu erbringen war. Die Sinnhaftigkeit der Anwendung steht und fällt damit klar mit den Qualitätsschwankungen, denen das Substrat unterliegt und ergibt sich erst dann, wenn diese Schwankungen entsprechende Auswirkungen auf die Gasentwicklung haben.

Für die vermehrt an Biogasanlagen eingesetzten Rüben sind noch keine Kalibrationen zu potenziellen Gaserträgen bekannt. Unter anderem Fernandez et al. (2008) konnten jedoch zeigen, dass verschiedene Inhaltsstoffe von Zuckerrübenbrei gut kalibrierbar sind. Da Zuckerrüben in ihrer Zusammensetzung hauptsächlich im Feuchtegehalt variieren und der Biogasertrag damit stark mit dem oTS-Gehalt korrelieren wird, ist davon auszugehen, dass eine Abschätzung dieses Parameters mit NIRS möglich sein sollte.

2.2.3 Reststoffe aus der Tierhaltung

Gülle

Mit der Charakterisierung von Flüssigmist aus der Rinder- und Schweinehaltung haben sich bereits mehrere Autoren auseinandergesetzt. Die wichtigsten Parameter (TS, N, NH_4-N) sind dabei gut kalibrierbar gewesen. Mineralstoffkalibrationen verhielten sich uneinheitlich und es ist davon auszugehen, dass hier teilweise auch Korrelationen zu kalibrierbaren Parametern zugrunde gelegen haben (z. B. zu TS). Eine Übersicht über die in der Literatur vorhandenen Kalibrationen für verschiedene Parameter von Rinder- oder Schweinegüllen ist Tabelle 2 zu entnehmen.

Die NIRS-Überwachung der Raum- und der Stickstoffbelastung von mit Gülle beschickten Anlagen sollte demnach durchaus möglich sein.

Tab. 2: Literaturauszug zu NIRS-Untersuchungen an Gülle

Quelle	Feuchte/TS/oTS	C_{gesamt}	$C_{organisch}$	N_{gesamt}	NH_4-N	C/N	P_{gesamt}	K	S	pH	Nitrat/Nitrit	Na	Mg
Reeves et al. 2000	+	+		+			-	-					
Malley et al. 2005		+	+	+		+	0	+	+	+	-	-	
Ye et al. 2005	+			+	+		+	+	0			+	
Saeys 2006	+			+	0		0						0
Sorensen et al. 2007	+	+		+	+		+	-	-			-	-
Zimmermann 2009	+				+		+	+					

„++" = sehr gut kalibrierbar, „+" = gut kalibrierbar, „0" = ausreichend kalibrierbar, „-" = eher schlecht oder gar nicht kalibrierbar.

Substrate aus der Geflügelhaltung

NIR-Kalibrationen zu Geflügeltrockenkot sind u. a. von Reeves (2001) bekannt. Ähnlich zu den Güllekalibrationen waren Stickstofffraktionen im Gegensatz zu den Mineralstofffraktionen kalibrierbar. Diese Parameter sollten für den konkreten Einsatz an BGAs auch die relevantesten sein, da hierbei bei heutigen Verfahren insbesondere auf die Stickstoffbelastung zu achten ist. Für die Kontrolle der N-Gehalte im Prozess sind jedoch ggf. Messungen der N-Fraktionen im Prozess selbst – analog der Gülle – interessant.

2.2.4 Weitere Substrate

Weiterhin werden in Biogasanlagen auch andere Stoffe eingesetzt, die kurzfristigen Schwankungen in ihrer qualitativen Zusammensetzung ausgesetzt sind und deren kontinuierliche Überwachung für verwertende Biogasanlagen von Interesse ist.

Abfälle

Zwei Autorenpaare haben Untersuchungen zur Bemessung des Biogaspotenzials organischer Fraktionen aus Müll präsentiert. Lesteur et al. (2011) konnten zeigen, dass auch komplexe Stoffgemische aus der Hausmüllsortierung charakterisiert werden können. Die Genauigkeit dieser Untersuchungen wird, wie zu erwarten, durch die Heterogenität der Stoffe gemindert. Eine grobe Einschätzung ist dennoch möglich. Doublet (2011) hat sich an ähnlich schwierige Stoffgemische gewagt und konnte ähnliche Ergebnisse erzielen. In beiden Fällen wurde das Material allerdings vorbehandelt (Trocknung, Vermahlung). Eine direkte spektrale Überwachung von so heterogenen und strukturreichen Stoffen erscheint auch praktisch schwierig. Dennoch gibt es auch dazu laufende Untersuchungen.

Grünflächen-/Landschaftspflegereste

Diese Materialien sollten aufgrund ihrer Struktur schwierig zu überwachen sein. Sollte es sich um feineres Häckselgut handeln, sind Kalibrationen denkbar. Untersuchungen mit NIRS sind nicht bekannt.

Schlachtabfälle

Es gibt eine Vielzahl an Untersuchungen zum Einsatz von NIRS in der qualitativen Bewertung von Fleisch. Konkrete Versuche zur Kalibrierung von Parametern, welche für Biogasanlagen relevant sind, sind nicht bekannt. Auch hier könnte die Heterogenität der Materialien ein Problem darstellen.

Organische Reststoffe aus der Industrie

Organische Industrieabfälle können vielfältiger Herkunft sein und sind i. d. R. gut definiert. Der Einsatz von NIRS in der Qualitätssicherung von industriellen Prozessen lässt davon ausgehen, dass auch hier Kalibrationen zum Trockenmassegehalt sowie zur qualitativen Beschaffenheit gut möglich sind, da die Technologie z. T. in den Produktionsprozessen bereits zum Einsatz kommt.

2.3 NIRS zur Prozessüberwachung

Die spezielle Eignung von NIRS zur Prozessüberwachung in Biogasanlagen, u. a. auch zur Erfassung der flüchtigen Fettsäuren, wird im Labormaßstab bereits seit einigen Jahren untersucht. So berichtet die Arbeitsgruppe um Nordberg in Schweden eine grundsätzliche Eignung von NIRS als prozessanalytische Sensorik in der anaeroben Fermentation (Nordberg et al. 2000, Hansson et al. 2002, Hansson et al. 2003). In diesen Untersuchungen wurden bereits flüchtige Fettsäuren kalibriert. Online-Messungen mit NIRS von chemischem Sauerstoffbedarf, organischem Kohlenstoff, Essigsäureäquivalent und Alkalinität wurden auch erfolgreich an Laborfermentern durchgeführt (Steyer et al. 2002, Lomborg et al. 2009). Erste Versuche an Praxisanlagen wurden durch Jacobi et al. (2009) durchgeführt. Hier konnten Kalibrationen für Essig- und Propionsäure und das Essigsäureäquivalent erstellt und dem Verlauf der Säuren im praktischen Prozess über mehrere 100 Tage gefolgt werden. Es zeigte sich bei den Versuchen, dass die Genauigkeit der Messwerte zwar nicht an die Labormessungen heranreichte, aber die Wiederholgenauigkeit der Messwerte sehr hoch war. Dies lässt darauf schließen, dass die Veränderung der Säuregehalte sehr genau angezeigt werden kann. Neuere Untersuchungen von Krapf et al. (2011) untermauern dies. Hier konnte gezeigt werden, dass die Online-Überwachung mittels NIRS auch kleinere, durch Fütterungen ausgelöste Schwankungen in den Fettsäurekonzentrationen und Trockenmassegehalten akkurat nachvollziehen kann. Eine genaue, kontinuierliche Verfolgung dieser Parameter ist mit der Technologie also grundsätzlich möglich.

2.4 NIRS zur Gärrestbewertung

Konkrete Studien zur Bewertung des Gärrestpotenzials mittels NIRS sind nicht bekannt. Es gibt jedoch, wie oben erläutert, eine Reihe von Studien zur Bewertung von Güllen, die eine hohe Ähnlichkeit zu Gärresten aufweisen und die damit zur Anwendung kommen könnten.

3 Chancen und Risiken

Anders als die meiste an BGAs eingesetzte Messtechnik basiert NIRS auf aufwendigen Kalibrationen. Die individuelle Kalibration auf der jeweiligen Anlage ist unrealistisch und muss im Vorfeld bzw. anlagenübergreifend geschehen. Dies bedingt eine aufwendige Datenhaltung und Pflege im Hintergrund der Anwendung. Bei NIRS handelt es sich daher nur bedingt um eine „Plug-and-Play-Lösung". Bestehende Kalibrationen müssen kontinuierlich weiter gepflegt werden. Dies scheint das größte Hindernis für einen Markteintritt zu sein. Für die Anwendung in Biogasanlagen existiert bisher lediglich ein System von einem Hersteller mit einem entsprechenden Datenhaltungskonzept im Hintergrund (m-u-t AG).

Weitere Angebote für Biogasanlagen sind zz. nicht bekannt; verschiedene Unternehmen aus dem Messtechnikbereich befassen sich jedoch aktiv oder passiv mit der NIRS-Anwendung im angrenzenden Agrar- und auch explizit im Biogasbereich (Siemens, Zeiss, Bruker, NIRonline).

Die Kosten für die Installation eines Systems sind oberhalb von 20.000 € zu erwarten. Die Systemerweiterung durch weitere Messköpfe verursacht aber im Verhältnis zur Erstinstallation geringere Mehrkosten und kann dann die anlagenweite Überwachung von Substrat- und Prozessparametern ermöglichen.

4 Zusammenfassung

Der außerordentliche Vorteil von NIRS liegt in der nahezu unbegrenzten Anzahl der durchführbaren Messungen. Eine kontinuierliche Überwachung der Stoffströme ist damit möglich. Die analytische Genauigkeit der aus den Spektren errechneten Werte kann – je nach Güte der Kalibration und den Einflüssen der Messumgebung – vom tatsächlichen Wert abweichen oder bei gut definierten Gütern und optimalen Kalibrationen und Messbedingungen die Zuverlässigkeit von Laboruntersuchungen sogar überbieten. Bei heterogenen organischen Gütern, wie im Biogasprozess, ist jedoch eher mit Abweichungen vom Absolutwert zu rechnen. Bei der kontinuierlichen Betrachtung laufender Pro-

zesse (Substratzufluss, Prozessparameter) ist jedoch die Aussage über eine Veränderung der relevanten Werte innerhalb eines Zeitraumes wichtiger einzustufen, als die absolute Genauigkeit der Werte selbst. Die Wiederholgenauigkeit, d. h. die Treue, mit der wiederkehrende Messungen derselben Probe auch dasselbe Ergebnis liefern, ist sehr hoch, bzw. kann aufgrund der hohen Messwertdichte sehr hoch eingestellt werden. Dadurch können bereits geringe Veränderungen wahrgenommen und für die Abschätzung der Prozessentwicklung verwendet werden.

Bezüglich der praktischen Anwendung ist je nach Anwendungsbereich zu beachten, dass

- NIRS-Kalibrationen immer nur eine Gültigkeit für Anwendungen/Messbereiche/Probenvarianzen haben, die durch die in der Kalibrierphase verwendeten Proben abgedeckt sind. Dies ist im Einzelfall zu prüfen und ggf. zu berücksichtigen.
- die analytische Genauigkeit der Kalibrationen ggf. als weniger bedeutsam einzustufen ist als die Wiederholgenauigkeit und damit die Möglichkeit Trendveränderungen zu detektieren und auf diese zu reagieren.
- hinter der Anwendung eine intelligente Datenhaltung und Kalibrationspflege mit der Messtechnik bereitgestellt werden muss.

Zusammenfassend lässt sich konstatieren, dass es Einsatzmöglichkeiten von NIRS an Biogasanlagen

- zur Bewertung der Substrate während der Ernte,
- zur Bewertung der Substrate vor der Fütterung,
- zur Überwachung von Prozessparametern,
- zur Bewertung des Gärrestes gibt.

NIRS befindet sich dabei in der Übergangsphase zwischen Erforschung der Potenziale und der Entwicklung und bereits der anfänglichen Vermarktung als kommerzielles Produkt.

Vorteile beim Einsatz von NIRS sind insbesondere darin zu sehen, dass kontinuierlich Messwerte generiert werden. Den Verlauf dieser Messwerte kann der Anlagenbetreiber oder eine automatisierte Regelung verfolgen und wenn nötig sofort eingreifen. Dies könnte eine genauere Überwachung des Prozesses und dadurch auch eine bessere Anlagenauslastung zulassen. Weiterhin kann der Einsatz der Substrate optimal an den Gasbedarf angepasst werden, was insbesondere vor dem Hintergrund der Flexibilisierung der Energiebereitstellung durch Biogasanlagen weitere Möglichkeiten eröffnet.

Literatur

Amon, T.; Amon, B.; Kryvoruchko, V.; Machmüller, A.; Hopfner-Sixt, K.; Bodiroza, V.; Hrbek, R.; Friedel, J.; Pötsch, E.; Wagentristl, H.; Schreiner, M.; Zollitsch, W. (2007): Methane production through anaerobic digestion of various energy crops grown in sustainable crop rotations. Bioresour. Technol. 98, pp. 3204–3212

Bokobza, L. (2002): Origin of near-infrared absorption bands. In: H.W. Siesler; Y. Ozaki, S. Kawata; H.M. Heise (Eds.): Near-infrared spectroscopy: Principles, Instruments, Applications. Wiley-VCH, Weinheim, pp. 11–39

Davies, A.M.C. (2012): Tony Davies Column: What is and what is not chemometrics. Spectroscopye Europe 24–4, pp. 33–36

Doublet, J. (2011): Vortrag auf dem NIRS-Biogas-X-Change Treffen am 28.–29.9.2011, Leipzig (http://www.ensad.info/x-change-workshop.html)

Fernandez, B.; Andres, S.; Prieto, N.; Mantecon, A. R.; Giraldez, F. J. (2008): Prediction of chemical composition of sugar beet pulp by near infrared reflectance spectroscopy. J. Near Infrared Spec. 16(2), pp. 105–110

Hansson, M.; Nordberg, A.; Sundh, I.; Mathisen, B. (2002): Early warning of disturbances in a laboratory-scale MSW biogas process. Water Science and Technology 45(10), pp. 255–260

Hansson M.; Nordberg, A.; Mathisen, B. (2003): „On-line NIR monitoring during anaerobic treatment of municipal solid waste“. Water Science and Technology vol. 48, pp. 9–13

Jacobi, H.F.; Moschner, C.R.; Hartung, E. (2009): Use of near infrared spectroscopy in monitoring of volatile fatty acids in anaerobic digestion. Water Science and Technology 60, 339–346.

Jacobi, H.F., Moschner, C.R., Hartung, E. (2011): Use of near infrared spectroscopy in online-monitoring of feeding substrate quality in anaerobic digestion. Bioresour. Technol. 102, pp. 4688–4696

Jacobi, H.F.; Ohl, S.; Thiessen, E.; Hartung, E. (2012): NIRS-aided monitoring and prediction of biogas yields from maize silage at a full-scale biogas plant applying lumped kinetics. Bioresour. Technol. 103, pp.162–172

Kirchgeßner, M. (1997): Tierernährung: Leitfaden für Studium, Beratung und Praxis. DLG Verlag

Kessler, W. (2007): Multivariate Datenanalyse für die Pharma-, Bio- und Prozessanalytik (Multivariate data analysis for pharma-, bio- and process analytics). Wiley-VCH, Weinheim

Keymer, U.; Schilcher, A. (1999): Beispielhafte Berechnung der theoretischen Gasausbeute in Biogasanlagen (engl.: Exemplary calculation of the theoretical gas yield in biogas plants). Jahresbericht 1999. Bayerische Landesanstalt für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur, S. 22–24

Krapf, L.C.: Heuwinkel, H.; Schmidhalter, U.; Gronauer, A. (2011): “Near infrared spectroscopy for online monitoring of process parameters in anaerobic digestion under varying feeding conditions”. International IWA-Symposium on Anaerobic Digestion of Solid Waste and Energy Crops 2011, Vienna

Lesteur, M.; Latrille, E.; Bellon Maurel, V.; Roger, J.M.; Gonzalez, C.; Junqua, G.; Steyer, J.P. (2011): First step towards a fast analytical method for the determination of Biochemical Methane Potential of solid wastes by near infrared spectroscopy. Bioresource Technology 102, pp. 2280–2288

Lomborg, C. J.; Holm-Nielsen, J. B.; Oleskowicz-Popiel, P.; Esbensen, K. H. (2009): Near infrared and acoustic chemometrics monitoring of volatile fatty acids and dry matter during co-digestion of manure and maize silage. Bioresource Technology 100(5), pp. 1711–1719

Malley, D.F.; McClure, C.; Martin, P.D.; Buckley, K.; McCaughey, W.P. (2005): Compositional analysis of cattle manure during composting using a field-portable near-infrared spectrometer. Commun. Soil Sci. Plant Anal. 36, pp. 455–475

Mayer, F.; Noo, A.; Sinnaeve, G.; Dardenne, P.; Hoffmann, L.; Flammang, J.; Foucart, G.; Gerin, P.; Delfosse, P. (2011): Evaluation of the prediction of biogas production from maize silages with Near InfraRed Spectroscopy (NIRS). Konferenz: Progress in Biogas Stuttgart-Hohenheim 31.3.–1.4.2011

Nordberg, A.; Hansson, M.; Sundh, L.; Nordkvist, E.; Carlsson, H.; Mathisen, B. (2000): Monitoring of a biogas process using electronic gas sensors and near-infrared spectroscopy. Water Science and Technology, 41(3), pp. 1–8

Pfitzner, C.; Höppner, F.; Greef, J.-F. (2010): Bewertung des Gasbildungspotentials von nachwachsenden Rohstoffen (Nawaros) mit der Nahinfrarot-Spektroskopie (NIRS), Journal für Kulturpflanzen, 62(12), S. 451–460

Reeves, J.B. III; J.S. Van Kessel (2000): Near-Infrared Spectroscopic Determination of Carbon, Total Nitrogen, and Ammonium-N in Dairy Manures. Journal of Dairy Science, Volume 83, Issue 8, pp. 1829–1836

Reeves, J. B. III. (2001): Near-Infrared Diffuse Reflectance Spectroscopy for the Analysis of Poultry Manures. J. Agric. Food Chem. 49(5), pp. 2193–2197

Saeys, W. (2006): Technical Tools for the Optimal Use of Animal Manure as a Fertiliser, Dissertation an der Katholischen Universität Leuven, online abrufbar: https://lirias.kuleuven.be/bitstream/1979/288/5/Doctoraatsproefschrift710_Wouter_Saeys.pdf Zugriff am 14.5.2013

Siesler, H.W. (2002): Basic Principles of Vibrational Spectroscopy. in: H.W. Siesler, Y. Ozaki, S. Kawata, H.M. Heise (Eds.), Near-infrared spectroscopy: Principles, Instruments, Applications. ed. Wiley VCH, Weinheim.

Sorensen, L.K. (2004): Prediction of fermentation parameters in grass and corn silage by near infrared spectroscopy. J. Dairy Sci. 87, pp. 3826–3835.

Sorensen, L.K.; Sorensen, P.; Birkmose, T.S. (2007): Application of reflectance near infrared spectroscopy for animal slurry analyses. Soil Sci. Soc. Am. J. 71, pp. 1398–1405

Shenk, J.S.; Workman, J. J. Jr.; Westerhaus, M.O. (2001): Application of NIR Spectroscopy to Agricultural Products. In: Handbook of Near-Infrared Analysis, 2nd Ed., Burns, D.A. und Ciurczak, E.W. (Eds.), Marcell Dekker Inc., New York

Steyer, J.P.; Bouvier, J.C.; Conte, T.; Gras, P.; Harmand, J.; Delgenes, J.P. (2002): On-line measurements of COD, TOC, VFA, total and partial alkalinity in anaerobic digestion processes using infra-red spectrometry. Water Science & Technology 45, pp. 133–138

Wiese, J.; König, R. (2009): From a black-box to a glass-box system: the attempt towards a plant-wide automation concept for full-scale biogas plants. Water Sci. Technol. 60, pp. 321–327

Williams, P.; Norris, K. (Eds.) (2001): Near-Infrared Technology in the Agricultural and Food Industries. 2nd ed. American Association of Cereal Chemists, St. Paul

Ye, W.; Lorimor, J.C.; Hurburgh, C.; Zhang, H.; Hattey, J. (2005): Application of near-infrared reflectance spectroscopy for determination of nutrient contents in liquid and solid manures. Trans. ASAE 48, pp. 1911–1918

Zimmermann, A. (2009): Dissertation an der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel, Institut für landwirtschaftliche Verfahrenstechnik: Entwicklung und Grundlagenuntersuchungen einer kontinuierlichen Messmethode zur nährstoffgesteuerten Ausbringung von Flüssigmist. VDI-MEG-Reihe Band 484, erschienen im Selbstverlag

Überblick über Online-Messmethoden im Biogasprozess in Forschung und Praxis: Stand der Technik und Perspektiven

Stefan Junne, Erich Kielhorn, Alexander Hörig, Sandra Pässler, Winfried Vonau, Michael Fenske, Christian Hälsig, Peter Neubauer

1 Sensortechnik in Biogasanlagen

Für eine sichere Anlagenfahrweise ist die Überwachung und sensorgestützte Steuerung von großer Bedeutung. In Biogasanlagen muss dabei zwischen mehreren relevanten Messstellen unterschieden werden. Neben der Überwachung der Substratdosierung und eventueller Vorbehandlungsstufen spielt vor allem die Messung in der Flüssig- und in der Gasphase im Abgas der Vergärer sowie die Überwachung der Verbrennungsprozesse im Blockheizkraftwerk eine bedeutende Rolle.

1.1 Sensorik in der Gasphase

Tab. 1: Übersicht über Analysegeräte zur Bestimmung von Komponenten in der Gasphase von Biogasanlagen

Gasbestandteil	Analysegerät	Messbereich	Messprinzip	Hersteller	Website
CH_4	BCP-CH_4	0–100 Vol.-%	Infrarot, 2 Wellenlängen	BlueSens	www.bluesens.de
	Biogas 401, Biogas 905	0–100 Vol.-%	Infrarot	Ados	www.ados.de
	SSM6000	0–100 Vol.-%	IR-Zweistrahl	Pronova	www.pronova.de
CO_2	BlueInOne Ferm	0–25 Vol.-%	Infrarot, 2 Wellenlängen	BlueSens	www.bluesens.de
	BCP-CO_2	0–50 Vol.-%			
	Biogas 401, Biogas 905	0–50 Vol.-%	Infrarot	Ados	www.ados.de
	SSM6000	0–100 Vol.-%	IR-Zweistrahl	Pronova	www.pronova.de
H_2S	Biogas 401, Biogas 905	0–50 ppm, 0–5 000 ppm	paramagnetisch	Ados	www.ados.de
	SSM6000	0–5 000 ppm	elektrochemisch	Pronova	www.pronova.de
H_2	BCP-H_2	0–100 Vol.-%	intelligente Wärmeleitfähigkeit	BlueSens	www.bluesens.de
	Biogas 401, Biogas 905	0–2 Vol. %	paramagnetisch	Ados	www.ados.de
	SSM6000	0–4 000 ppm	elektrochemisch	Pronova	www.pronova.de
CO	SSM6000	0–5 Vol.-%	IR-Zweistrahl	Pronova	www.pronova.de

Für die Messung der Zusammensetzung der Gasphase sind vor allem die energiereichen Bestandteile Methan und Wasserstoff von Bedeutung sowie weitere (kritische) Hauptbestandteile wie Kohlenmonoxid, Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff. Messungen in der Gasphase zeichnen sich vor allem dadurch aus, dass geringe mechanische Kräfte auf die Sensoren wirken, die Gasphase als weitgehend homogen entlang der Messstrecke betrachtet werden kann und die Zusammensetzung der Gasphase nicht von der Strömungsgeschwindigkeit abhängt. Ein Überblick über am Markt etablierte Systeme ist in Tabelle 1 dargestellt.

1.2 Sensorik in der Flüssigphase

Im Gegensatz zur Gasphase bestehen für den Einsatz von Sensorik in der Flüssigphase größere Herausforderungen. Gleichzeitig wird die Flüssigphase, trotz dieser Herausforderungen, als wichtige zu observierende Phase betrachtet, da hier die biologischen Umsätze stattfinden und Betriebsstörungen viel früher als in der Gasphase zu bemerken sind. Anders als in der Gasphase ist nur ein Phasenübergang von der Zelle in die Flüssigphase zu überwinden. Allerdings kann das Auftreten von Störungen lokal unterschiedlich sein, denn oft ist in vertikaler Richtung durch Dichteunterschiede und der hohen Viskosität nicht von einer homogenen Flüssigphase auszugehen. Auftretende Gradienten können auch mit einer inhomogenen Verteilung von Mikroorganismen einhergehen, die dann wiederum zu lokal unterschiedlichen Störstoffkonzentrationen führt. Daher wird im Folgenden besonders auf die Messung in der Flüssigphase eingegangen.

Insbesondere wechselnde Bedingungen wie Temperatur und Substratzusammensetzung stellen größere Herausforderungen an Anlagenbetreiber dar. Auch der Trend hin zu einer Flexibilisierung der Anlagenfahrweise führt zu neuen Herausforderungen in der Sensortechnik. Generell müssen aus prozesstechnischer Sicht ein möglichst konstantes Temperaturniveau, annähernd konstante pH-Werte sowie möglichst anaerobe Zustände sichergestellt werden. Daher sind die Messung der Temperatur, des pH-Wertes und des Redoxpotenziales besonders bedeutsam. Inzwischen kann eine nicht kontaktierende Trockensubstanzbestimmung in Behältern und Rohrleitungen mittels konfektionierter Mikrowellen-Prozesssensoren durchgeführt werden (Abb. 1). Daneben wird standardmäßig der Füllstand der Flüssigphase gemessen. Weiterhin sind natürlich die Identifizierung von Störstoffen wie kurzkettiger volatiler Fettsäuren sowie die Messung relevanter in der Flüssigphase gelöster Gase, insbesondere Wasserstoff, von großem Interesse. Allerdings haben sich bisher bei den letztgenannten Parametern keine an Anlagen praktizierten Lösungen durchgesetzt. Es ist aber davon auszugehen, dass in Zukunft ein noch stärkerer Transfer aus der Forschung hin zur Anwendung in industriellen Anlagen stattfindet.

Abb. 1: Mikrowellen-Prozesssensor zur Trockensubstanzbestimmung, HF Sensor GmbH, Leipzig

Generell hängt es von der jeweiligen Prozessführung und dem Anlagendesign ab, welche Parameter in der Flüssigphase untersucht werden müssen. (Eine Empfehlung zur Anbringung von Sensoren in den einzelnen Prozessstufen ist unter http://www.netinform.net/GW/files/pdf/Biogasanlagen_EH.pdf (Zugriff am 03.06.2013) zu finden.)

Die Einbindung der gemessenen Daten in Prozessleitsysteme stellt eine Bedingung für die Ausweitung des Einsatzes von Sensorik in Bestands- und Neuanlagen dar. Normalerweise besteht hier das Problem der Stromversorgung der Sensoren sowie der kabelgebundenen Datenübertragung. Hier können Systeme eine Integration erleichtern, die sich durch eine kabellose Datenübertragung und relativ autarke Stromversorgung auszeichnen. Im Folgenden wird auf ein System eingegangen, dass beispielhaft die Möglichkeit einer nachträglichen Integration von Sensorik darstellt.

2 Nachträglich installierbare mobile Multiparametersensortechnik

Bisher kaum Berücksichtigung finden die Erfassung bzw. die Berücksichtigung von Gradienten zur Auswahl des Ortes, an dem die Sensoren in der Flüssigphase angebracht werden. So werden Zonen überwacht, die für den Prozess unter Umständen wenig oder überhaupt nicht repräsentativ sind. Das bedeutet im Zweifelsfall, dass Online-Messungen für die Prozessüberwachung irrelevante Daten erzeugen, wenn die Zonen der Messungen artifizielle Bedingungen widerspiegeln. Damit steigt das Risiko, dass Prozessstörungen zu spät und nicht am Entstehungsort erkannt werden. Eine effektive Prozesskontrolle ist

erschwert. Gradienten sind abhängig von der Prozessführung und der Anlagenfahrweise und können stark variieren. Daher ist eine anlagenspezifische Lösung notwendig, um die Bedeutung von Gradienten und Störungen im Einzelfall abschätzen zu können. Lösungen zu identifizieren, die eine Verbreiterung des Wissens mit vertretbaren Kosten erlauben, stellt dabei eine der größten Herausforderungen dar.

2.1 Sensorlanzen für Hydrolysebecken

Eine mögliche Lösung stellt die Entwicklung einer Messlanze zur Online-Analytik dar, die gleichzeitig die Temperatur, den pH-Wert und das Redoxpotenzial untersucht. Es wurde dazu eine Lanze (Abb. 2) entwickelt, die über 3 Messköpfe an verschiedenen Höhen verfügt.

Abb. 2: Aufbau der Lanze mit 3 Messköpfen (links) und Einbaustelle zur Messung in einem Hydrolysebecken (rechts)

In einem Verbundprojekt wurde die Technik in einem Langzeitversuch erprobt (Abb. 3). Dazu wurde der Verlauf der genannten Parameter in unterschiedlichen Tiefen aufgezeichnet. Die pH-Elektroden in den Messköpfen sind mit Impedanzwandlern versehen, da hochohmige Glaselektroden mit einem langen Messkabel verwendet werden. Die eingesetzten, mit einer KCl-Lösung (KCl-Konzentration: 223,65 g/L) befüllten Ag/AgCl-Referenzelektroden besitzen mehrere Diaphragmen, sodass die Gefahr des Verstopfens der Diaphragmen durch das mit Schwebstoffen, Fasern etc. belastete Medium minimiert

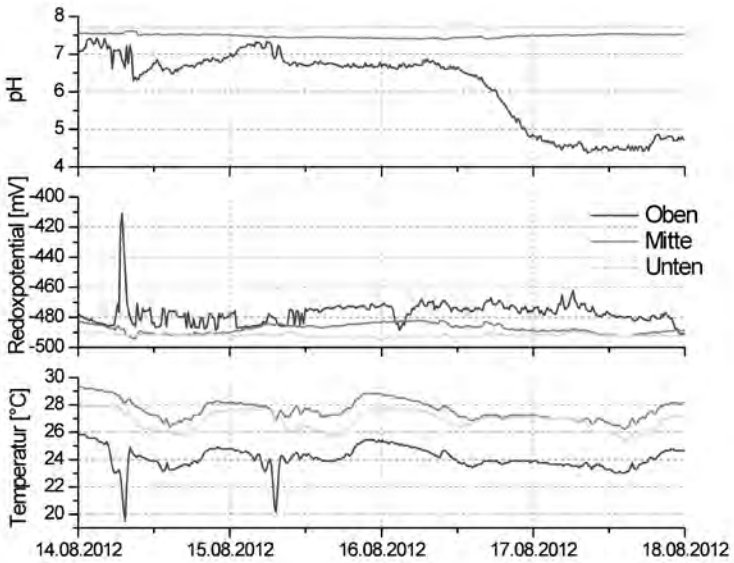


Abb. 3: Messwerte im Hydrolysebecken aufgenommen mit einer Multiparameter-Messlanze

wird. Des Weiteren wurde ein Überdrucksystem entwickelt, welches den kontinuierlichen Ausfluss des Innenelektrolyten der pH-Elektrode gewährleistet, was wiederum dem Verstopfen der Diaphragmen entgegenwirkt und somit die längerfristige Messfähigkeit gewährleistet. Um zu verhindern, dass der obere Messkopf bei Füllstandsschwankungen trockenfällt, wurde dieser von der Lanze entkoppelt und in eine schwimmende Konstruktion überführt. Bei diesem Versuch mussten nach 140 Tagen im Einsatz lediglich die Referenzelektroden aller 3 Messköpfe ausgetauscht werden. Die pH-Elektroden zeigten keine bzw. vernachlässigbar kleine Veränderungen der Elektrodensteilheiten. Der Dauereinsatz hatte keine nennenswerte Verringerung der Sensitivität und auch keine Potenzialverschiebungen der pH-Glaselektrode zur Folge. Die Messung der Redoxelektroden gegen die zugehörige Referenzelektrode im Vergleich zur Ausgangsmessung zeigte nur geringe Unterschiede zwischen 8–12 mV zu den Messungen im Labor vor dem Langzeiteinsatz. Im weiteren Projektverlauf wurde ein zusätzlicher, kommerziell verfügbarer Sensor (Firma Knick) eingesetzt, um die Leitfähigkeit im Hydrolysebecken über einen längeren Zeitraum zu verfolgen. Dazu wurde eine induktive Leitfähigkeitselektrode erprobt. Bei dem angewandten induktiven Messprinzip wird der Messwert über 2 Spulen bestimmt, dabei kommt eine als Erregerspule und die andere als Empfängerspule zum Einsatz. Diese beiden Spulen werden nebeneinander angeordnet und in einem Plastikwerkstoff eingebettet.

Die Messkabel sind mit einer Funkeinheit verbunden, die die Messverstärker zur Datenaufnahme und Weiterleitung enthält und eine Installation an Anlagen vereinfacht. Damit können die kontinuierlich erhobenen Messwerte über das Mobilfunknetz ortsunabhängig abgerufen werden. Die über lizenzfreien Kurzstreckenfunk eingehenden Messwerte werden kontinuierlich alle 15 Minuten gespeichert und über ein GSM-Modul versendet und in eine Datenbank eingespeist. Sie stehen dort über ein Webportal dem Nutzer zur Verfügung.

2.2 Sensorlanzen für Gärreaktoren

Für Gärbehälter wurden miniaturisierte Elektroden entwickelt, um kleine Zugänge nutzen zu können. Diese Miniaturelektroden wurden in einer Multisensorsonde (Abb. 4) integriert.

Mit der entwickelten Messlanze wurde horizontal variabel an verschiedenen Positionen gemessen. Die Lanze konnte bis zu 3 m in das Fermenterinnere eingeführt werden. Es wurde deutlich, dass wandnah die Erreichung eines stabilen Messwertes schwieriger

Abb. 4: Multiparametersensor zur Integration in Messlanzen für Gärbehälter

Abb. 5: Schleusendurchgang zur vertikal (und horizontal) flexiblen Sensorpositionierung

ist als in 2–3 m Entfernung zur Behälterwand. Zurzeit werden Messreihen durchgeführt, um Gradienten in horizontaler Position genauer zu charakterisieren.

Um vertikal variabel messen zu können, wurde eine nachträglich an Anlagen installierbare Schleuse als seitlicher Wanddurchgang entworfen (Abb. 5). Durch diesen Wanddurchgang wird eine flexible Schlauchhülse durchgeführt, an deren Kopf der Multiparametersensor angebracht ist. Mit diesem Aufbau lassen sich durch Verschieben der Schlauchhülse Messhöhen von bis zu 7 m realisieren. Ziel hierbei ist neben der Charakterisierung von Gradienten die damit verbundene Identifizierung von kritischen Zonen, um dort entsprechende Messtechnik und Probennahme dauerhaft zu etablieren.

3 Multipositionsprobennahme

Neben der Online-Bestimmung von Parametern spielt ebenso die Offline-Erfassung von weiteren Parametern eine wichtige Rolle zur Charakterisierung der Flüssigphase, da das Spektrum der zu messenden Parameter stark erweitert wird. Um den logistischen wie finanziellen Aufwand möglichst gering zu halten, ist generell eine bedarfsgerechte Offline-Analytik anzustreben. Oftmals werden allerdings an zufällig ausgewählten Orten an einer Anlage Proben entnommen. Dies setzt voraus, dass Gradienten in horizontaler wie vertikaler Richtung vernachlässigbar sind. Ansonsten können die online gemessenen Parameter nicht notwendigerweise mit denen aus den offline durchgeführten Analysen in Zusammenhang gebracht werden, was eine entsprechend gute Steuerung der Anlage deutlich erschwert. Um zum einen Gradienten noch besser charakterisieren und zum anderen an dem Ort messen zu können, an dem Multipositionssensoren angebracht sind, wurde zusätzlich zum oben beschriebenen Sensorsystem eine Probennahmelanze entwickelt, mit der 150 ml Flüssigprobe an verschiedenen Positionen im Gärreaktor entnommen werden kann (Abb. 6).

Um auch an offenen Systemen messen zu können, wurde zusätzlich zum Lanzensystem für Gärbehälter ein absenkbares Probennahmemodul für die Messung in Hydrolysebecken entworfen. Mit beiden Systemen wurden Messungen durchgeführt, um Gradienten umfangreich zu charakterisieren und den optimalen Einsatzort für das Online-Messsystem bestimmen zu können.

3.1 Gradienten in der Flüssigphase – Beispiel Hydrolysebecken

In einem Hydrolysebecken wurden an 47 Stellen an verschiedenen Tagen Proben entnommen und ausgewertet. Generell ergaben sich reproduzierbare Gradienten, insbesondere hinsichtlich der volatilen kurzkettigen Fettsäuren. Die im Hydrolysebecken erhaltenen, offline ermittelten Konzentrationsverteilungen sind am Beispiel der Essigsäure in

Abb. 6: Probennahmelanze zur Messung an einem Gärbehälter; ein Innenrohr in einem POM-Außenrohr dient zum Öffnen und Schließen des Probennahmeraumes am Kopf der Lanze

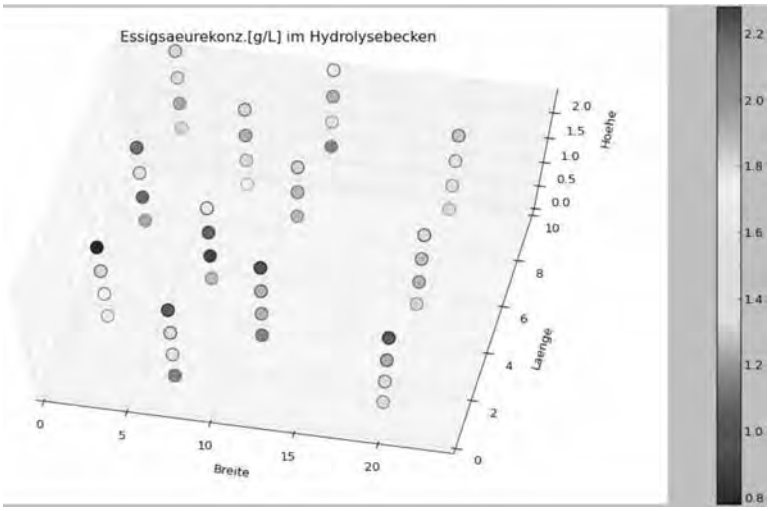


Abb. 7: Essigsäurekonzentration im Hydrolysebecken einer Biogasanlage an verschiedenen Messpunkten (schematische 3-dimensionale Darstellung des Beckens); die jeweilige Konzentration am Messpunkt ist in Grautönen dargestellt, s. Skala rechts

einer dreidimensionalen Darstellung in Abbildung 7 gezeigt. Dabei wird deutlich, dass Konzentrationsunterschiede von bis zu 1 g/l Essigsäure auftreten. Dies entspricht einer

relativen Änderung um den Faktor 2. Insbesondere im mittleren Bereich und in mittleren Tiefen herrschen höhere Konzentrationen. Am Rand des Beckens, an dem Rührer angebracht sind, sind die Gradienten wesentlich geringer ausgeprägt.

Das Beispiel zeigt, dass die Auswahl des Sensor- und Probeentnahmeortes in horizontaler und vertikaler Richtung entscheidend dafür sein kann, ob wirklich kritische Zonen abgebildet werden. Das gilt bereits in vergleichsweise niedrig viskosen Medien wie denen des hier untersuchten Hydrolysebeckens.

3.2 Gradienten in der Flüssigphase – Beispiel Gärreaktor

Laufende Untersuchungen werden derzeit in einer Höhe von 2 m (vom Boden aus gemessen) bzw. 4 m Tiefe (in Bezug auf das Flüssigkeitsniveau) im Inneren des Gärreaktors durchgeführt, um mögliche Gradienten von der Wand bis hin zur Behältermitte zu identifizieren. Dabei wird eine maximale horizontale Eindringtiefe von 3 m erreicht, die bereits die Beprobung von Schichten erlaubt, die deutlich außerhalb der laminaren Wandströmung liegen. Bei der praktischen Ausführung vor Ort (Abb. 6) kann man bei der Länge auf eine externe Rohrstütze verzichten, da der aus der Kombination von 2 Kugelhähnen bestehende Verschlussmechanismus und die Einsteckhülse in der Behälterwand des Reaktors eine ausreichende Führung für die Lanze bietet. Stabile Lanzenkonstruktionen bis zu 6 m sind ausführbar.

Erste Ergebnisse zeigen, dass sich die Verhältnisse im nahen Randbereich von denen in tieferen Bereichen im Kern der Flüssigphase unterscheiden (Abb. 8). So wurden wandnah andere Essigsäuregehalte gemessen als in 3 m Eindringtiefe. Die Messungen (außerhalb der Standardprobenentnahme) stellen 4 unabhängige Messungen dar. Die Reprodu-

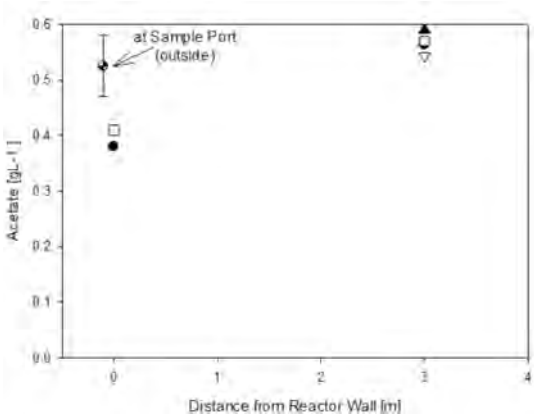


Abb. 8: Verteilung der Essigsäurekonzentration im Biogasreaktor (Die einzelnen Punkte repräsentieren Messungen in unabhängigen nacheinander durchgeführten Probenentnahmen mit der Lanze. An der Standard-Probenentnahme wurden Messungen in einer einzeln entnommenen Probe durchgeführt.)

zierbarkeit ist hoch. Die Reproduzierbarkeit der Probenmessungen an der Standardprobenentnahme ist trotz größerem Probenentnahme-Volumen niedriger.

Die Ergebnisse zeigen die Bedeutung der Auswahl des Messortes auch in Gärbehältern. Obwohl der untersuchte Reaktor nahezu kontinuierlich gerührt wird, bestehen Gradienten nicht nur typischerweise in vertikaler Richtung, sondern auch in horizontaler Richtung. Zwar konnte bisher nicht geklärt werden, ob bei Prozessstörungen die Gradienten stärker oder schwächer ausgeprägt sind. Es ist jedoch davon auszugehen, dass Störungen zunächst dort sichtbar werden, wo bereits hohe Konzentrationen von üblichen Störstoffen zu finden sind.

4 Ausblick und Perspektiven

Zahlreiche bestehende und in der Entwicklung befindliche Konzepte zur Etablierung und Anwendung von langzeitstabiler Sensorik in der Flüssigphase existieren, um die vorhandenen Sensorkonzepte für die Messung in der Gasphase zu komplettieren. Neben der Einzelparameterbestimmung existieren Multiparametersensoren, die einfach nachrüstbar sind. Ist die Datenübertragung mit Funktechnik verknüpft, können Investitionskosten reduziert und der Einsatz generell vereinfacht werden. Um die entsprechenden Daten für eine optimierte Überwachung und Steuerung nutzen zu können, werden derzeit mehrere Strategien verfolgt, u. a. die Anwendung von Modellen basierend auf neuronalen Netzen oder die Mechanismenerkennung (Junne et al. 2012). Beide Methoden erlauben eine vergleichsweise einfache Adaption an die vorliegenden anlagenspezifischen Prozesse. Allerdings kann jede Prozesskontrolle hin zu einer Flexibiliserung der Anlagenfahrweise nur so gut sein wie die Parametermessung durch die Sensoren. Hier gilt es weiterhin, innovative Lösungen zu einer weiter gesteigerten Standzeit und einfachen Handhabung zu entwickeln. Um den Datentransfer und die Speicherung so effizient wie möglich zu gestalten, sollten Daten abhängig vom Prozesszustand übermittelt und gespeichert werden. Unter Berücksichtigung einer sinnvollen, bedarfsabhängigen Offline-Analytik kann die Überwachung von Anlagen wesentlich effizienter erfolgen.

Es konnte gezeigt werden, dass Gradienten in der Flüssigphase existieren, und das sowohl in vertikaler als auch in horizontaler Richtung. Die Auswahl des Probennahmepunktes und der Ort der Sensorik sollten daher entsprechend ausgewählt werden. Selbst wenn die Online-Sensorik nicht immer die Sensitivität besitzt, um Gradienten korrekt zu detektieren, so ist doch davon auszugehen, dass Störungen an kritischen Stellen vergleichsweise frühzeitig gemessen werden können. Diese Überlegungen sollten sich auch in der Auswahl der Sensorposition widerspiegeln.

Gerade bei Anlagen, deren Betriebspunkte als unzureichend betrachtet werden oder die sich durch große prozessbedingte Störungen auszeichnen, kann die Verknüpfung mit At-line-Sensorik (bei solchen Messmethoden besteht eine automatisierte Schnittstelle zwischen Entnahmeort und Messort) für eine bessere Charakterisierung der Flüssigphase sinnvoll sein.

Hier gibt es zahlreiche Ansätze, die oftmals im Labormaßtstab erprobt sind und deren Überführung in die industrielle Anwendung noch einige Entwicklungsarbeit erfordern. Zurzeit laufen u. a. Forschungsvorhaben, die eine Miniaturisierung von Offline-Messungen zur Bestimmung volatiler Fettsäuren durchführen oder aber im Labor bereits erfolgreich eingesetzte Sensorik zur Messung der Gelöst-Wasserstoffkonzentration im industriellen Maßstab testen (Junne et al. 2013). Diese und weitere Arbeiten werden zukünftig den Einsatz von Sensorik zur Überwachung der Flüssigphase in Gärprozessen verbreitern und die Basis für eine verbesserte Prozesskontrolle schaffen.

Literatur

Junne, S.; Kielhorn, E.; Cruz-Bournazou, M.N.; Neubauer, P. (2012): Steuerungs- und Regelungskonzepte für den Einsatz an Biogasanlagen. 2. VDI-Fachtagung “Prozessmesstechnik an Biogasanlagen, Fulda, S. 147-155

Junne, S.; Fenske, M.; Hälsig, C.; Hörig, A.; Kielhorn, E.; Neubauer, P.; Päßler, S.; Pfeiffer, D.; Richter, A.; Schelter, M.; Vonau, W.; Zimmermann, P.; Zosel, J. (2013): Otimization of sensor technology for efficient fermentation of biogenic residues and waste in biogas plants. Conference Proceedings 21st Biomass Conference & Exhibition, Kopenhagen

Technische Voraussetzungen für die Bereitstellung von Regelenergie mit Biogas

Volker Aschmann, Mathias Effenberger

1 Einleitung

Eine der zukünftigen Herausforderungen beim Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) zur Deckung des Strombedarfes wird der Abgleich von Dargebot und Last sein. Dabei geht es nicht nur um die örtliche Verteilung, sondern im zunehmenden Maße auch um die zeitliche Verlagerung des Dargebotes. Im Gegensatz zu den sogenannten fluktuierenden EE wie Photovoltaik und Wind ist Biogas (wie andere Bioenergieträger) direkt speicherbar und kann somit bedarfsgerecht verwertet werden (z. B. „Intervallbetrieb"). Darüber hinaus können Biogasanlagen Regelleistung bereitstellen und damit eine wichtige Dienstleistung im Bereich der Netzstabilität erbringen.

Dies bedeutet jedoch im Gegensatz zur bisherigen Stromproduktion im „Grundlastbetrieb" mit möglichst gleichbleibender Stromerzeugung rund um die Uhr, dass die Biogas-Blockheizkraftwerke (BHKW) auf eine flexible Fahrweise mit mehreren Starts und Stopps oder zeitweise auf Teillast umgestellt werden müssen. Hierfür ist die BHKW-Technik zum jetzigen Zeitpunkt nicht ausgelegt. Diese neuen Anforderungen stellen kein grundsätzliches technisches Problem dar, müssen durch die Hersteller aber erst noch umgesetzt werden. Im Folgenden sollen die technischen Voraussetzungen für die Erbringung von Regelleistung bzw. eine flexible Fahrweise dargelegt werden.

2 Regelleistung

Die sogenannte Regelleistung dient der Stabilisierung der Netzfrequenz. Wird zu viel bzw. zu wenig Strom produziert und eingespeist, kann es zu Verschiebungen in der Netzfrequenz (in Deutschland: 50 ± 0,2 Hz) kommen, was durch kurzfristiges Ab- bzw. Zuschalten von Reserveleistung ausgeglichen werden muss. Diese Form der Regelenergie kann positiv (Mehrbedarf) oder negativ (Minderbedarf) sein und wird nach dem Zeitraum, innerhalb dessen sie zur Verfügung gestellt werden kann, weiter unterteilt. Für den Biogasanlagenbetreiber sind vor allem die Sekundärreserveleistung (SRL) und die Minutenreserveleistung (MRL) von Interesse. Hierbei muss das BHKW in der Lage sein, innerhalb von 5 (SRL) bzw. 15 Minuten (MRL) entweder modulierend hoch bzw. herunter geregelt oder aus dem Stand auf Volllast gebracht bzw. abgeschaltet zu werden (Abb. 1).

Aufgrund der relativ kurzfristigen Aufrufzeiten (v. a. bei der SRL) muss der Stromhändler die Möglichkeit haben, direkt auf das BHKW zuzugreifen.

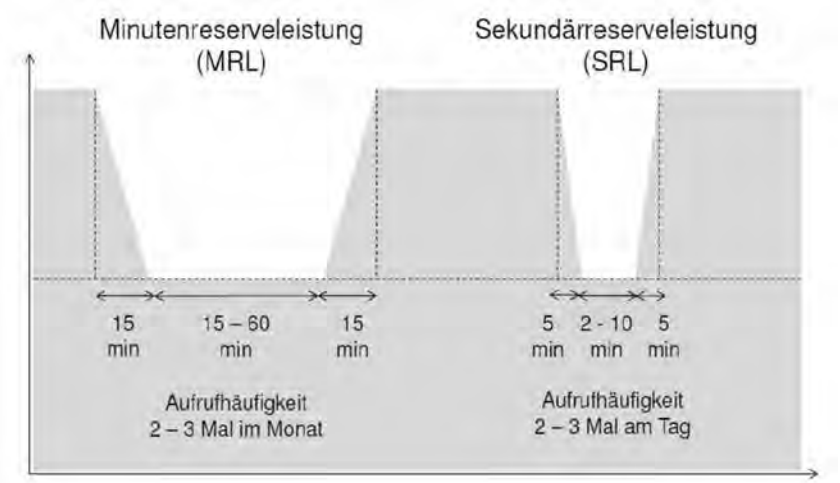


Abb. 1: Aufrufhäufigkeit und Dauer der Inanspruchnahme von Minutenreserveleistung (MRL) bzw. Sekundärreserveleistung (SRL) (Drescher et al. 2011)

2.1 Technische Voraussetzungen für die Bereitstellung von Regelleistung

Moderne BHKW sind für den Dauerbetrieb ausgelegt, wie es für die Stromeinspeisung auf Grundlage des EEG am wirtschaftlichsten ist. Für die Bereitstellung der oben genannten Formen von Regelenergie ändert sich daran im Grundsatz nichts. Durch die sehr kurze Dauer der Bereitstellung von Reserveleistung ist eine Erweiterung des Gasspeichers und ein Vorwärmen des BHKW nicht notwendig. Es kommen jedoch je nach Betriebsweise entweder Start-/Stopp-Vorgänge mit kurzen Stillstandzeiten oder kurzzeitige Teillastphasen (negative Reserveleistung) hinzu, die sich nach dem Vermarktungsmodell richten.

Um das BHKW modulierend bzw. im Start-/Stopp-Betrieb betreiben zu können, bedarf es zunächst einmal einer automatischen Kommunikationsmöglichkeit mit der Leittechnik des Stromhändlers. Dieser muss das Hoch- und Herunterfahren des BHKW von der Leitwarte aus steuern können. Realisiert wird dieses mittels E-Schnittstelle (Profi-Bus, Mod-Bus etc.). Die Einrichtung dieser Schnittstelle sollte in jedem Fall in Zusammenarbeit mit dem BHKW-Hersteller und dem Stromhändler erfolgen, damit es zu keinen technischen Problemen im Anlagenmanagement bzw. bei der Kommunikation mit dem Stromhändler kommt.

Um eine Minutenreserveleistung (MRL) anbieten zu können, muss das BHKW innerhalb von 15 Minuten die Leistung verändern können. Dies stellt für die gängigen Motoren kein Problem dar. Auch die Bereitstellung von Sekundärreserveleistung (SRL) mit

einer Aktivierungsdauer von höchstens 5 Minuten ist bei laufendem BHKW unproblematisch. Schwieriger wird es unter Umständen, wenn das BHKW aus dem Stillstand auf Volllast hochgefahren werden soll. Für Gas-BHKW ist dies in der Regel kein Problem, da Gas-BHKW in der Lage sind, sehr steile „Rampen“ (Leistungssteigerung je Zeiteinheit) zu fahren (Ziegler 2012). Problematisch ist beim Gas-BHKW in der Praxis oft nur der Startvorgang, da gerade bei geringeren Methangehalten (im Bereich um 50 %) der für einen Startvorgang nötige Energiegehalt im Gasgemisch nicht ausreicht, was mehrere Startversuche zur Folge hat. Dem kann durch eine Verschiebung der Gasmischereinstellung hin zu einem fetteren Gemisch während des Startvorgangs begegnet werden. Gegebenenfalls sollte diese Anpassung in Absprache mit dem BHKW-Hersteller erfolgen.

Auch bei Zündstrahl-BHKW bis 500 kW_{el} ist die Bereitstellung von SRL darstellbar (mdl. Mitteilung Michael Westermaier, Schnellmotoren AG (Amtzell) vom 19.04.2012). Abbildung 2 zeigt den Verlauf der Anfahrphase eines Zündstrahl-BHKW von 250 kW_{el}. Nach dem BHKW-Start erfolgt innerhalb einer Minute die Synchronisation mit dem Netz (1 500 min^{-1}). Nach einer weiteren Minute des Aufwärmens erfolgt die Belastungsphase mit 2 bis 6 kW Leistungssteigerung je Sekunde bis zum Erreichen der Volllast nach insgesamt ca. 3 Minuten (Schnell 2012).

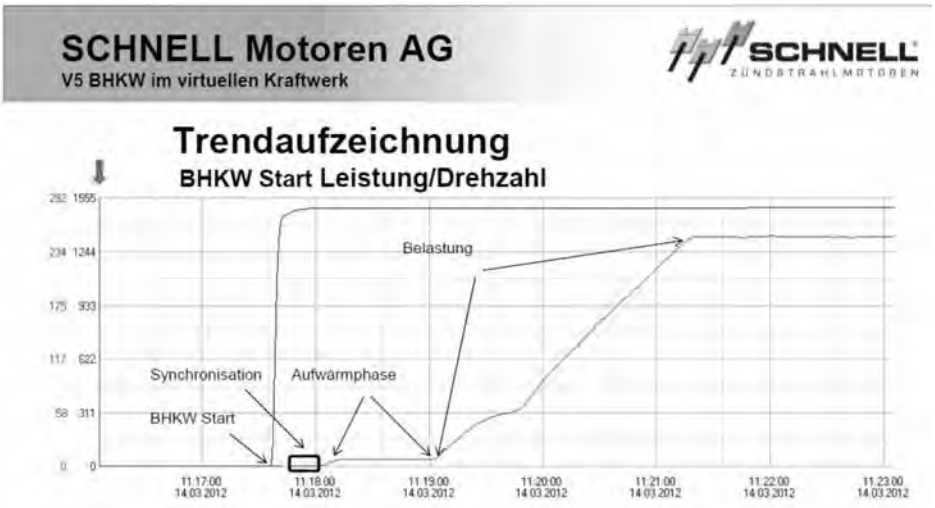


Abb. 2: Zeitlicher Verlauf der Anfahrphase eines Zündstrahl-BHKW (Schnell 2012)

Der generelle Vorteil der Zündstrahl-BHKW gegenüber dem Gas-BHKW liegt im höheren elektrischen Wirkungsgrad. Nachteilig wirkt sich bei der Bereitstellung von Regelenergie der Start-/Stopp-Betrieb aus, da der Zündstrahlmotor beim Hochfahren zu Beginn zunächst im reinen Zündölbetrieb läuft. Anschließend dauert es einige Minuten,

bis der Zündölanteil auf den Regelwert eingestellt ist. Auch beim Ausschalten läuft das BHKW noch kurzfristig mit reinem Zündöl nach, sodass insgesamt bei der Bereitstellung von Regelenergie mit diesem Motortyp ein höherer Zündölverbrauch einkalkuliert werden muss.

Ein kurzzeitiger Teillastbetrieb während der Bereitstellung einer negativen Reserveleistung ist aufgrund des kurzen Zeitraumes unkritisch, da es sich hier um Ausnahmezeiten handelt. Hier sind Teillasten bis zu 50 % der Volllast realisierbar. Diese sollten jedoch nur im Bereich der negativen Reserveleistung gefahren werden (Kapitel 3).

3 Intervallbetrieb

Bei der Flexibilisierung der Stromproduktion, dem sogenannten Intervallbetrieb, werden höhere technische Anforderungen an die Anlage und das BHKW gestellt. Durch die Verschiebung der Stromproduktion in Zeiten mit höherem Bedarf muss einerseits das kontinuierlich produzierte Biogas zwischengespeichert und andererseits eine höhere installierte elektrische Leistung zur Verstromung vorgehalten werden. Je nach realisiertem Anteil der Wärmeverwertung muss gegebenenfalls zusätzlich ein Wärmespeicher bereitgestellt werden. Eine technische Anbindung an die Leittechnik des Stromhändlers ist auf lange Sicht wünschenswert, wird zurzeit in der Praxis jedoch kaum realisiert, da viele Anlagenbetreiber eine direkte Regelung des eigenen BHKW durch Dritte scheuen. Eine Erhöhung der installierten Leistung erfolgt meist im Zuge eines „Repowering“ der Biogasanlage, wobei momentan die größte Hürde immer noch in der Rechtsunsicherheit bezüglich des Anlagenbegriffs bzw. der Privilegierung im Außenbereich liegt. Ob es sinnvoller ist, ein einzelnes BHKW mit hoher Leistung oder ein zweites BHKW neben dem vorhandenen zu installieren, hängt von der Strategie der Flexibilisierung ab. Mehrere BHKW bieten eine höhere Flexibilität bei der Modulierung der Strombereitstellung, bedingen jedoch gleichzeitig einen höheren Wartungsaufwand.

Die Fähigkeit für eine flexible Stromproduktion muss durch das Nachfahren eines vorgezeichneten Fahrplans nachgewiesen werden und wird durch den Umweltgutachter abgenommen. Die Vergütung richtet sich nach der im EEG 2012 dafür vorgesehenen Flexibilitätsprämie und wird je nach Zusatzkapazität und Bemessungsleistung berechnet und über 10 Jahre vergütet.

3.1 Auswirkung der flexiblen Fahrweise auf Verschleiß und Wartung

Beim bedarfsgesteuerten Betrieb eines BHKW treten 2 Situationen auf, die zu erhöhtem Verschleiß des Motors führen können: zum einen der Start-/Stopp-Betrieb – hier vor allem der „Kaltstart“ –, zum anderen der (länger anhaltende) Teillastbetrieb.

Die BHKW sind zwar grundsätzlich zu einem Start-/Stopp-Betrieb in der Lage, jedoch nimmt bei sogenannten „Kaltstarts“ der Motorverschleiß erheblich zu. Um dies zu vermeiden, muss der Motorheizkreislauf während der Stillstandphase auf Temperatur (ca. 60 °C) gehalten werden. Die BHKW-Hersteller empfehlen hierfür Begleitheizungen. Es gibt die Möglichkeit, einen Einschraubheizkörper bzw. eine Heizpatrone in den Motorkühlkreislauf einzubauen (Abb. 3) oder den Kühlkreislauf in den Heizkreislauf der Anlage zu integrieren. Hierdurch wird eine Kondensatbildung im Motor verhindert und der Motorverschleiß beim Kaltstart erheblich gemindert.

Abb. 3: Einschraubheizkörper zur Vorwärmung des Motors bei Stillstandzeiten (Schnellmotoren AG)

Nach Ziegler (2012) sind die BHKW bisher für ein Start/Stopp-Verhältnis von 1 : 6 konzipiert, was einem Startvorgang je 6 Stunden Laufzeit entspricht. Wird dieses Verhältnis überschritten, so ist mit erhöhtem Verschleiß und Wartungsaufwand zu rechnen. Moderne Motoren sind laut Grothold (2013) bereits auf 2 Starts je Tag ausgelegt und besitzen werksseitig eine Vorwärmvorrichtung für den Motor.

In der Regel gehen BHKW-Hersteller bei einem Intervallbetrieb (2 Starts je Tag) von einem um 15 % erhöhten Wartungsaufwand aus. Durch die höhere elektrische Leistung und die geringere jährliche Laufzeit wird aber insgesamt mit einer Verringerung der Wartungskosten je erzeugter kWh gerechnet (mdl. Mitteilung Stefan Liesner, 2G Energietechnik GmbH (Leipzig) vom 29.01.2013). Als Risikobereiche gelten vor allem Kondensationsprobleme im Bereich des Motorenöls, des Abgaswärmetauschers und des Turboladers sowie eine verkürzte Standzeit des Abgaskrümmers wegen zunehmender Beanspruchung durch thermische Wechsellasten (Aschmann et al. 2013).

Zu den Auswirkungen eines dauerhaften Teillastbetriebes des BHKW auf Verschleiß und Wartungsbedarf gibt es noch wenig Erfahrungswerte, da in der Praxis bisher immer ein möglichst kontinuierlicher Volllastbetrieb für eine Maximierung der Stromeinspeisung angestrebt wurde. Ein Betrieb über einen längeren Zeitraum mit weniger als 60 % Last sollte vermieden werden, da sonst Probleme durch Kondensatbildung im Turbolader auftreten können (mdl. Mitteilung Hans Kuban, Dreyer & Bosse Kraftwerke GmbH (Gorleben) vom 17.04.2012). Auch bei der Verwendung eines Oxi-Kats können im unteren Teillastbereich aufgrund niedrigerer Abgastemperaturen Probleme durch Kondensation und eine verminderte Oxidationsleistung entstehen (Schnell 2012).

3.2 Auswirkung der flexiblen Fahrweise auf elektrischen Wirkungsgrad und Abgasemissionen

Negative Auswirkungen eines geregelten BHKW-Betriebs auf den elektrischen Wirkungsgrad sind vor allem im Teillastbetrieb zu erwarten. Bei Teillast steigt zwar der thermische Wirkungsgrad geringfügig an, der elektrische Wirkungsgrad reduziert sich jedoch bereits bei 75 % Teillast um ca. 1 bis 2 Prozentpunkte und fällt bei 50 % Teillast um über 3 Prozentpunkte ab (Abb. 4).

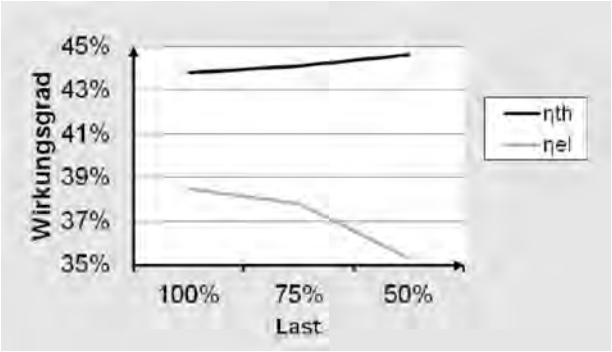


Abb. 4: Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades in Abhängigkeit der Last (Ziegler 2012)

Dies deckt sich mit den Ergebnissen aus Untersuchungen, die am Institut für Landtechnik und Tierhaltung an biogasbetriebenen BHKW in der Praxis vorgenommen wurden (Aschmann et al. 2011). Hier wurde an mehreren Gas- und Zündstrahl-BHKW ebenfalls eine Reduktion des elektrischen Wirkungsgrades im Teillastbetrieb ab 80 % festgestellt.

Aus Abbildung 5 wird ersichtlich, dass der Teillastbetrieb einen erheblichen Einfluss auf den elektrischen Wirkungsgrad und die Abgaswerte haben kann. Bei einer Teillast im Bereich von 80 % (250 kW, links) konnte eine geringfügige Minderung des elektri-

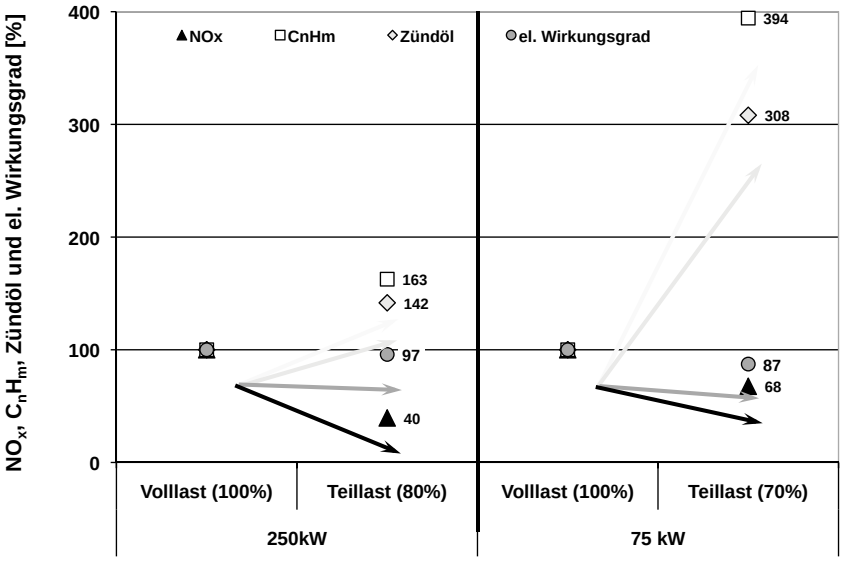


Abb. 5: Auswirkungen des Teillastbetriebs auf die Emissionswerte, den Zündölverbrauch und den elektrischen Wirkungsgrad (Werte bei Volllast = 100 %), gemessen an 2 Zündstrahl-BHKW (250 und 75 $kW^{el.}$) in der Praxis

schen Wirkungsgrades um 3 % (1 Prozentpunkt absolut) festgestellt werden. Die NO_x-Konzentration im Abgas wurde mehr als halbiert, während sich der Zündölanteil und die Konzentration von Kohlenwasserstoffen (C_nH_m) im Abgas – auch „Methanschlupf" genannt – um ca. 50 % erhöhten.

Ein Teillastbetrieb im Bereich von 70 % (75 kW, rechts) verursachte dagegen bereits einen Wirkungsgradverlust von 13 % (5 Prozentpunkte absolut), der Zündölanteil und der Ausstoß an Kohlenwasserstoffen stiegen um das Drei- bis Vierfache an. Allein der zusätzliche Zündölverbrauch verursachte in diesem Fall, bei einem Zündölpreis für RME von 1,00 € · L^{-1} Mehrkosten in Höhe von 2,5 ct kWh_{el}^{-1} (Tab. 1). Ob diese Mehrkosten durch die Inanspruchnahme der Flex-Prämie kompensiert werden können, kann in diesem Fall bezweifelt werden.

In einem Kurzzeitversuch wurden an einem 190-kW_{el}-Gas-BHKW Messungen bei Volllast sowie im Teillastbereich von 80, 70 und 60 % durchgeführt, um die Auswirkungen auf die Abgasemissionen und den elektrischen Wirkungsgrad messen und bewerten zu können. Abbildung 5 zeigt die Veränderungen des elektrischen Wirkungsgrades sowie der Emissionen an NO_x, CO und C_nH_m in Abhängigkeit der Last. Auch hier konnten dieselben Beobachtungen gemacht werden.

Tab. 1: Auswirkungen eines Teillastbetriebes auf den Zündölverbrauch und die damit verbundenen Mehrkosten

Leistung 250 kW/75 kW	ηel	Zündölverbrauch ml kWh^{-1}	Mehrverbrauch ml kWh^{-1}	Mehrkosten ct kWh^{-1} [1)]
Volllast (100 %)	40,1	13		
Teillast (80 %)	38,9	19	6	0,6
Volllast (100 %)	39,6	9		
Teillast (70 %)	34,5	34	25	2,5

[1)] Annahmen: Heizwert: 10 kWh l^{-1} Zündöl; Zündölkosten: 1,00 € l^{-1}.

Der elektrische Wirkungsgrad verminderte sich linear von 100 % (Volllast) auf 95 % (Teillast 60 %). Ebenfalls konnte bei den Kohlenwasserstoffen eine nahezu lineare Zunahme der Abgaskonzentration mit abnehmender Auslastung des Motors gemessen werden, wobei die Zunahme bis zu 80 % Teillast geringer ausfiel. Dies konnte auch bei der CO-Konzentration festgestellt werden. Die NO_x-Gehalte stiegen im Bereich bis 80 % Teillast an, um bei abnehmender Motorauslastung deutlich abzufallen (Abb. 6).

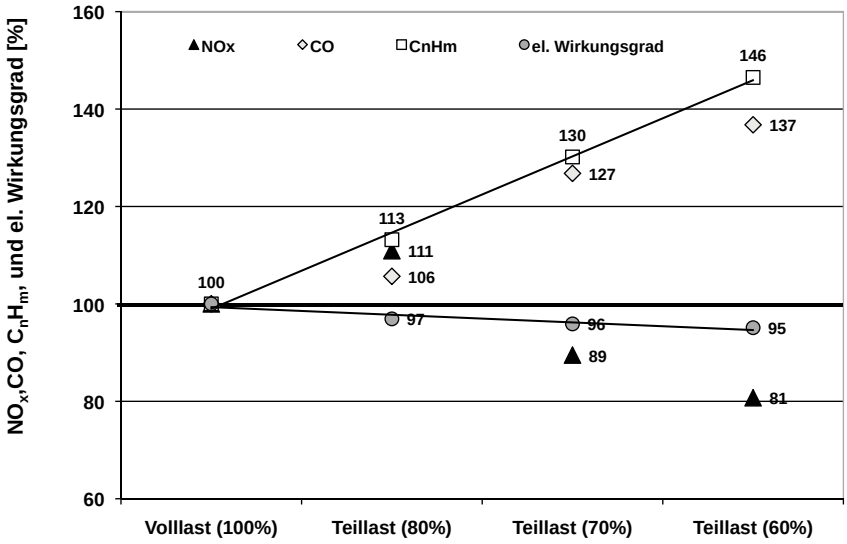


Abb. 6: Auswirkungen des Teillastverhaltens auf die Emissionswerte und den elektrischen Wirkungsgrad (Werte bei Volllast = 100 %), gemessen an einem 190-kW-BHKW in der Praxis

Ein geringerer elektrischer Wirkungsgrad erhöht in erster Linie den Gasverbrauch. Um die vorgegebene elektrische Leistung zu erzielen, muss mehr Gas bereitgestellt werden, was im Endeffekt einen Mehrbedarf an Substrat bedingt. Die Kosten für die Produktion bzw. für den Einkauf des Substrates lassen sich monetär beziffern. In Tabelle 2 wird der durch die Teillast bedingte Mehrverbrauch an Methan dargestellt und beispielhaft

die dadurch bedingten Mehrkosten durch den erhöhten Substratverbrauch berechnet. In diesem Beispiel liegen die Mehrkosten für 80 % Teillast bei knapp 0,4 ct kWh_{el}^{-1} und steigern sich auf 0,5 (70 % Teillast) bzw. 0,6 ct kWh_{el}^{-1} (60 % Teilast). Diese monetären Verluste müssen durch die Mehreinnahmen aus der flexiblen Stromproduktion kompensiert werden. Hierbei wurden in diesem Fall nur die Kosten für den Mehrverbrauch an Substrat berücksichtigt und keine Zusatzkosten durch höheren Verschleiß bzw. Wartungsaufwand. Auch die Verschlechterung der Treibhausgasbilanz durch den erhöhten Ausstoß an Kohlenwasserstoffen muss in diesem Zusammenhang erwähnt werden.

Tab. 2: Auswirkungen eines Teillastbetriebes auf den Gasverbrauch und die damit verbundenen Mehrkosten

Leistung	ηel	Methanverbrauch m^3 CH_4/kWh^{-1}	Mehrverbrauch m^3 CH_4/kWh^{-1}	Mehrkosten ct/kWh^{-1} [1)]
Volllast (100 %)	33,4	0,300		
Teillast (80 %)	32,4	0,309	0,009	0,38
Teillast (70 %)	32,1	0,312	0,012	0,51
Teillast (60 %)	31,8	0,315	0,015	0,61

[1)] Annahmen: Gasertrag = 4 500 m^3 CH_4/ha^{-1} Mais; Substratkosten = 1.800 €/ha^{-1} Mais.

Aus diesen Untersuchungen lässt sich schlussfolgern, dass ein Betrieb bei Teillast zwar möglich ist, unterhalb einer Last von 80 % aber auf Dauer ökonomisch und ökologisch nicht sinnvoll erscheint. In diesem Bereich sollten Motoren nur zeitlich eng begrenzt betrieben werden (Regelleistung). Hingegen erscheint ein Teillastbereich von 80 % bei einem Wirkungsgradverlust von ca. 1 Prozentpunkt noch tolerierbar. Dementsprechend könnte es für den Intervallbetrieb vorteilhafter sein, mit mehreren BHKW zu fahren und eine sinnvolle Start-/Stopp-Strategie mit Zu- und Abschalten einzelner BHKW zu wählen, als ein BHKW dauerhaft bei Teillast zu betreiben.

4 Fazit

Für die flexible Bereitstellung von Strom aus Biogas müssen bei bestehenden Anlagen in der Regel die Gasspeicherkapazität erweitert und die installierte elektrische Leistung des BHKW erhöht werden. Die BHKW-Technik kann ohne Probleme auf die Anforderungen des geregelten Betriebs umgerüstet werden. Aus technischer und ökonomischer Sicht kritisch zu sehen sind ein dauerhafter Betrieb mit deutlich weniger als 80 % der Maximallast sowie häufige Start- und Stoppvorgänge ohne entsprechende Vorkehrungen zur Vermeidung von Kaltstarts. Unter dem Strich erscheint eine optimierte Start-/Stopp-Strategie mit Temperierung des Motorkühlkreislaufs sinnvoller als ein dauerhafter Teillastbetrieb.

Literatur

Aschmann, V.; Effenberger, M.; Gronauer, A. (2011): Elektrischer Wirkungsgrad biogasbetriebener Blockheizkraftwerke: Theorie und Praxis. In: Tagungsband zur 20. Jahrestagung des Fachverbands Biogas e.V., 11.-13.01.2011, Nürnberg, S. 149–156

Aschmann, V.; Dickerboom, J.; Geisberger, M.; Hagl, K.; Jörger, W.; Krug, B.; Liesner, S.; Mücke, M.; Thomsen, M.; Wachtmeister, G. (2013): „Ergebnisse der AG1: Technik und Kosten der Umrüstung“. Workshop zum Bayernplan am 20./21.03.2013, München

Drescher, B.; Keil, A.; Setzer, F. (2011): Stromvermarktung außerhalb des EEG 2012. DLG-Merkblatt 368, Hrsg. DLG e.V., Frankfurt a. Main

Grothold, C. (2013): Die Auswirkungen von bedarfsgerechter Erzeugung auf das BHKW. 3. VDI-Fachkonferenz: „Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan“ am 09./10.04.2013, Berlin

Schnell, H. (2012): Bedarfsorientierte Stromproduktion durch landwirtschaftliche Biogasanlagen mittels Zündstrahl-BHKW. Vortragsunterlagen der VDI-Fachkonferenz „Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan“, VDI-Wissensforum am 17./18.04.2012, Berlin

Ziegler, H. (2012): Herausforderungen des flexiblen Betriebs von Gas-Otto-BHKW. Vortragsunterlagen der VDI-Fachkonferenz „Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan“, VDI-Wissensforum am 17./18. 04. 2012, Berlin

Steuerungs- und Regelungskonzepte für landwirtschaftliche Biogasanlagen

Christian Wolf, Daniel Gaida, Michael Bongards

1 Einleitung

Die Steuerung und Regelung von Biogasanlagen gewann in den letzten 10 Jahren aufgrund von zurückgehender öffentlicher Förderung und steigenden Substratpreisen zunehmend an Bedeutung (BMU 2011). Eine hohe Rentabilität und eine gute Verfügbarkeit bzw. Betriebsstabilität der Anlagen sind gefordert, um unter diesen Voraussetzungen langfristig am Markt bestehen zu können. Dies sind jedoch konkurrierende Ziele, da eine hohe Rentabilität durch maximale Anlagenauslastung und Biogasproduktion erreicht wird, was sich wiederum negativ auf die Anlagenstabilität auswirkt. Die Überwachung der Anlagenstabilität ist in der Praxis kostenintensiv und schwierig. Aufgrund der Vielzahl an Prozessstufen des Biogasbildungsprozesses und den unterschiedlichen Bakterienpopulationen ist die Online-Messung verschiedener Prozessparameter notwendig, um die Prozessstabilität umfassend beurteilen zu können.

Somit erfordert die Steuerung und Regelung von Biogasanlagen eine Grundausstattung an Online-Messtechnik, damit schnell und zuverlässig auf Veränderungen des Anlagen- und Prozessverhaltens reagiert werden kann. Laboranalysen sind wegen ihrer Diskontinuität und aufgrund des Zeitverzuges zwischen Probenahme und Ergebnis für eine kontinuierliche Regelung von Biogasanlagen nicht ausreichend.

Im Folgenden wird zunächst kurz auf verfügbare Online-Messtechnik als Grundvoraussetzung zur Steuerung und Regelung von Biogasanlagen eingegangen. Darauf aufbauend werden in Abschnitt 3 bereits entwickelte und eingesetzte Steuer- und Regelungskonzepte diskutiert, bevor im Anschluss neue und innovative Optimierungs- und Regelungssysteme diskutiert werden (Abschnitt 4). Abschließend werden die Vorteile und Möglichkeiten einer Regelung von Biogasanlagen zusammengefasst.

2 Online-Messtechnik als Grundvoraussetzung

Eine Steuerung oder Regelung ist immer nur so gut, wie die Information auf deren Basis sie arbeitet. Dies gilt insbesondere für Biogasanlagen, wo aufgrund des komplexen Prozesses mehrere Parameter für eine umfassende Prozessbeurteilung benötigt werden. Qualitativ hochwertige Online-Messwerte für entscheidende Prozessparameter, wie z. B.

FOS/TAC (Flüchtige Organische Säuren/Total Alkalische Carbonate) oder oTS-Gehalt (organische Trockensubstanz), sind jedoch selten. Dies hat in erster Linie 2 Gründe: (1) Die Online-Messtechnik für diese Prozessparameter ist sehr teuer (>10.000 € bis 50.000 €), weshalb sporadische Laboranalysen bevorzugt werden, und (2) die Robustheit der Messgeräte ist oftmals nicht ausreichend, um einen stabilen Langzeitbetrieb zu realisieren (Wolf et al. 2009). Die nachfolgende Tabelle (Tab. 1) gibt eine Übersicht über die aktuell verfügbare Messtechnik und deren Relevanz für die Steuerung und Regelung von Biogasanlagen.

Tab. 1: Beurteilung der verfügbaren Online-Messtechnik für Biogasanlagen in den Bereichen Messaufwand, Wartung, Robustheit, Kosten und Nutzen (Wolf et al. 2012)

	Einheit	Messaufwand	Wartung	Robustheit	Kosten	Nutzen
Gasqualität (CH_4, CO_2, H_2S, H_2)	%	+	-- (hoher Drift)	o	o	++
Gasmenge	m^3/d	o	o	++	+	+
pH-Wert		+	--	-	-	o
ORP	mV	+	--	-	-	-
TS-Gehalt	%	+	o	++	-	+
oTS	%TS	--	--	o	--	++
Temperatur	°C	++	++	++	++	o
VFA	mg/l	--	--	++	--	++
Puffer	mg/l	--	--	++	--	++

(++ sehr gut, + gut, o neutral, - schlecht, -- sehr schlecht)

Es wird deutlich, dass der Innovationsbedarf in dem Bereich Online-Messtechnik für Biogasanlagen immer noch sehr groß ist. Obwohl es in den letzten Jahren mehr als 30 Veröffentlichungen zu neu entwickelten Online-Messgeräten gab (Madsen et al. 2011), so wurden diese in den meisten Fällen lediglich im Labor- und Technikumsmaßstab und nicht auf Großanlagen getestet. Somit ist bislang die Anzahl an Steuerungs- und Regelungsstrategien, die auf Großanlagen umsetzbar sind, ebenfalls klein. Im folgenden Abschnitt werden einige besonders interessante Steuer- und Regelungsstrategien vorgestellt.

3 Steuerung und Regelung – Was bisher geschah...

Im Bereich der Steuerung und Regelung von anaeroben Vergärungsanlagen wird bereits seit langem geforscht, und es wurden mehr als 130 Publikationen veröffentlicht. Die Art der entwickelten Steuerungen und Regelungen ging dabei von einfachen Zwei-Punkt-Reglern bis hin zu komplexen Regelungssystemen auf der Basis von Expertensystemen.

Die quantitative Auswertung der bisherigen Veröffentlichungen in Abbildung 1 lässt 2 Tendenzen erkennen. Zum einen nimmt die Entwicklung besonders komplexer Steuer-

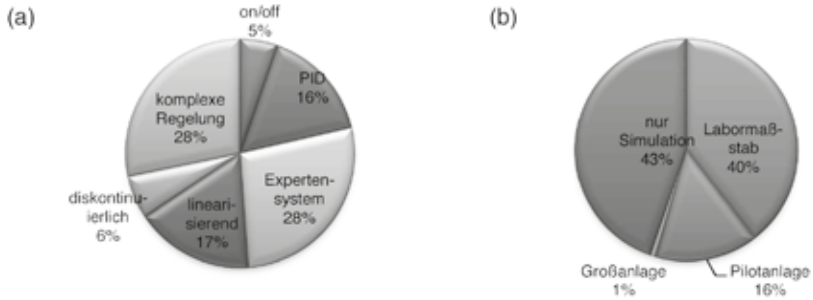


Abb. 1: Verteilung der Veröffentlichungen nach Art der Regelung (a) und Art der Testanlagen (b)

und Regelungskonzepte zu und zum anderen werden neu entwickelte Verfahren in den meisten Fällen lediglich in der Simulation oder im Labormaßstab getestet. Dies bestätigt, dass oftmals die Umsetzung von neu entwickelten Verfahren an Großanlagen eines der Hauptprobleme darstellt. Eine detaillierte Übersicht der existierenden Steuer- und Regelungsstrategien für anaerobe Vergärungsanlagen im Allgemeinen kann bei Olsson (2005) und Pind et al. (2003) nachgelesen werden. Die folgenden Ansätze und Strategien haben sich jedoch bewährt.

3.1 Steyer et al. (1999)

Steyer et al. (1999) entwickelte eine Steuerung für anaerobe Vergärungsanlagen auf Basis von leichten Prozessstörungen. Hierzu wird ein kleiner Sprung ΔQ auf die Substratzufuhr Q gegeben, der dann anhand der Prozessparameter pH und Biogasproduktion ausgewertet wird. Hierbei wird mit dem Quotienten R von der zu erwartenden Biogasproduktion (eGV) und der realen (rGV) überprüft, wie der Prozess auf den Sprung der Substratzufuhr reagiert.

$$R = \frac{rGV}{eGV} \tag{1}$$

Der maximal erlaubte Sprung der Substratzufuhr wurde zusätzlich auf $f_{\max}$ = 20 % begrenzt und es wurden minimale und maximale Quotienten $R_{\min}$ und $R_{\max}$ empirisch definiert. Nach den folgenden Regeln wird nun die bisherige Substratzufuhr Q_{alt} automatisch angepasst:

$$\text{If } R \geq R_{\max} \text{ then } \frac{\Delta Q}{Q_{alt}} = f_{\max} \cdot \left(\frac{R - R_{\max}}{1 - R_{\max}} \right) \tag{2}$$

$$\text{If } R_{\min} \leq R < R_{\max} \text{ then } \frac{\Delta Q}{Q_{alt}} = 0 \tag{3}$$

$$\text{If } R \leq R_{\min} \text{ then } \frac{\Delta Q}{Q_{alt}} = f_{\max} \cdot \left(\frac{R - R_{\min}}{R_{\min}} \right) \tag{4}$$

Zusätzlich zur Entwicklung der Biogasproduktion wird bei dieser Methode ebenfalls der pH-Wert mit überwacht, um eine Übersäuerung des Prozesses rechtzeitig zu erkennen.

Die Vorteile dieser Methode sind vor allem deren einfache Umsetzung im Großmaßstab und die Einfachheit der Regelung. Macht man die Sprünge ΔQ der Substratzufuhr klein genug, so kann man sich langsam an die maximale Anlagenauslastung herantasten. Selbstverständlich sollte die langfristige Entwicklung zusätzlicher Prozessparameter mit berücksichtigt werden. Außerdem ist es aufgrund langer Verweil- und Totzeiten schwierig, Ursache und Wirkung direkt miteinander in Verbindung zu bringen. So muss z. B. die Frage geklärt werden, wann man die *rGV* misst, damit man sie in direktem Zusammenhang zur Fütterung beurteilen kann.

3.2 Scherer et al. (2008)

Scherer et al. (2008) entwickelte eine Fuzzy-Regelung, die besonders auf die Monovergärung von Energiepflanzen abgestimmt war. Die Fuzzy-Regelung ist in diesem Fall ein Expertensystem, das auf der Basis einfacher Regeln (siehe Gl. 5), die Fütterung der Biogasanlage dem aktuellen Prozesszustand anpasst. Der Biogasprozess wird hierbei durch die 3 Prozessparameter pH-Wert, Biogasproduktion und Methananteil im Biogas bestimmt. Dieses Regelungssystem wurde an 15-l-Laborfermentern und der Monovergärung von Zuckerrüben sowie an einer Großanlage erfolgreich getestet.

$$\text{If } \left(Q_{substrat} = \text{hoch}\right) \wedge \left(V_{biogas} = \text{niedrig}\right) \text{then } \left(Q_{substrat} = \text{niedrig}\right) \tag{5}$$

In der Praxis hat dieses Expertensystem 2 Vorteile: (1) In den aufzustellenden Regeln kann das Expertenwissen der Anlagenbetreiber mit aufgenommen werden, und (2) die praktische Umsetzung auf Basis der verwendeten Regelgrößen ist verhältnismäßig einfach.

3.3 Envitec Feedcontrol

Die Envitec Biogas AG hat ein eigenes System zur Regelung der Energieproduktion von Biogasanlagen entwickelt. Dabei wird die Anzahl der Fütterungsintervalle und -mengen angepasst, um stets die maximale Auslastung des BHKWs zu erreichen. Die entscheidende Regelgröße ist in diesem Fall die elektrische Energieproduktion des BHKWs. Zur Überwachung des Biogasprozesses wird das Redoxpotenzial online gemessen. Prozessstörungen erzeugen in vielen Fällen einen Anstieg des Redoxpotenzials, worauf mit einer Verringerung der Fütterung reagiert werden muss.

Die Vorteile des Systems sind die einfache Umsetzung mit einer Zustandsmaschine oder einem Fuzzy-Regler und die Verwendung von Standardmessgrößen, die auf nahezu jeder Biogasanlage messbar sind. Allerdings ist die Aussagekraft des Redoxpotenzials im Online-Einsatz umstritten, sodass es passieren kann, dass Störungen nicht rechtzeitig erkannt werden.

4 Innovative Steuer- und Regelungsansätze

Es stellen sich die Fragen, warum neue innovative Steuer- und Regelungsansätze überhaupt nötig sind und was die Problematik bei den bisherigen, existierenden Regelungen darstellt.

Das eigentliche Problem ist, dass eine Regelung der zu überwachenden Prozessgrößen auf einen bestimmten Sollwert für einen optimalen Betrieb von Biogasanlagen nicht ausreicht. Durch auftretende Schwankungen des anaeroben Vergärungsprozesses kann es sein, dass der vorgegebene Sollwert für den aktuellen Prozesszustand nicht optimal ist. Somit ist es erforderlich, den Sollwert der Regelgröße ständig den aktuellen Gegebenheiten anzupassen.

Für diese Art der übergeordneten Sollwertvorgabe bzw. -regelung sind Expertensysteme und komplexe Regelungsstrategien sehr gut geeignet.

Im Folgenden wird eine solche Reglerstruktur in der Übersicht dargestellt (Abb. 2).

Dieses Reglersystem hat den entscheidenden Vorteil, dass auf Prozessveränderungen mit einer speziell darauf zugeschnittenen Anpassung des Sollwertes reagiert werden kann. Außerdem können zusätzliche Prozessvariablen wie die Zusammensetzung der Substratfütterung dynamisch angepasst werden.

Nachfolgend werden 2 Eigenentwicklungen des Gummersbach Environmental Computing Centers (GECOC (http://www.gecoc.de)) vorgestellt, die zum einen eine übergeordnete Sollwertoptimierung und zum anderen ein Komplettsystem nach dem Vorbild von Abbildung 2 sind. Die erzielten Ergebnisse zeigen, dass eine deutliche Steigerung der Anlageneffizienz mit diesem Ansatz erreicht werden kann.

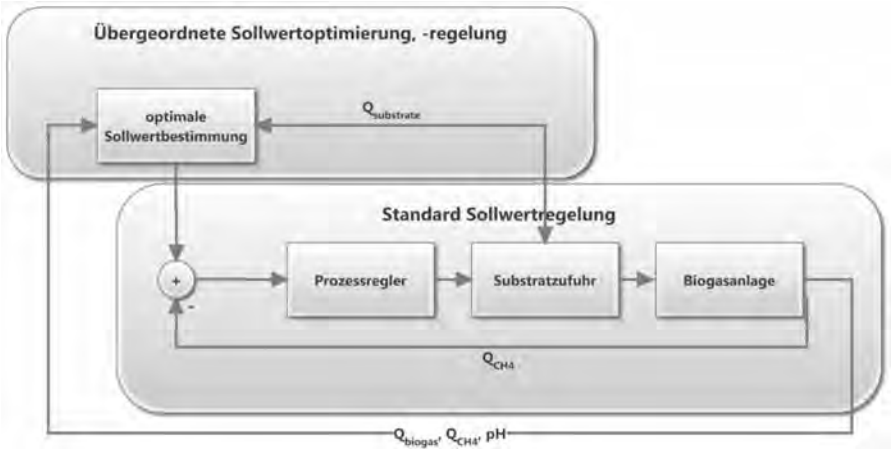


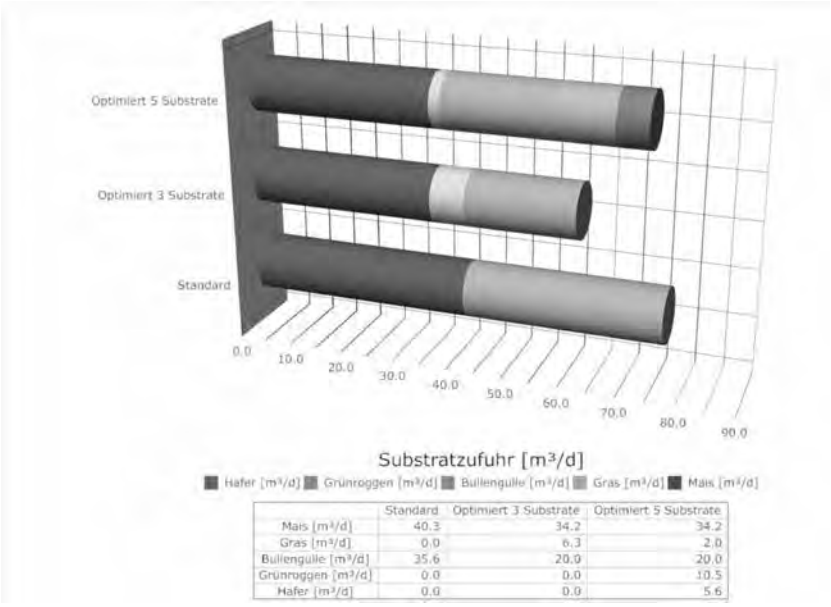
Abb. 2: Regelung von Biogasanlagen mittels übergeordneter dynamischer Sollwertoptimierung, -regelung

4.1 Fütterungsoptimierung mittels dynamischer Simulation

In diesem Fall wird die Fütterung der Biogasanlage in punkto Substratzusammensetzung und -menge optimiert, um eine möglichst hohe Biogasproduktion bei stabilem Anlagenbetrieb zu haben. Da die Anzahl der möglichen Substrate je nach Biogasanlage beliebig hoch sein kann und es eine Vielzahl an Kombinationsmöglichkeiten gibt, wird die optimale Fütterung mithilfe eines dynamischen Simulationsmodells auf Basis des ADM1 (Batstone et al. 2002) bestimmt. Dieses Simulationsmodell wird in regelmäßigen Abständen kalibriert, um das Anlagenverhalten so präzise wie notwendig abzubilden. Die Optimierung der Fütterung erfolgt mit einem Satz von Computational-Intelligence-Methoden, die speziell für die Lösung von komplexen Optimierungsproblemen geeignet sind (Wolf et al. 2007).

Die Kriterien, nach denen die Methoden bewerten, welche Fütterung optimal ist, können flexibel je nach Wunsch des Endanwenders zusammengestellt werden. Standardmäßig fließen Kriterien wie Substratabbaugrad, produzierte Biogasmenge, Biogasqualität, Energieverbrauch und Substratkosten mit in die Betrachtung ein. Diese können darüber hinaus noch mit unterschiedlichen Prioritäten versehen werden, um Schwerpunkte bei der Optimierung zu setzen.

Die Ergebnisse (Abb. 3) zeigen, dass bei einer herkömmlichen Biogasanlage deutliche Verbesserungen in Bezug auf den Substrateinsatz erreicht werden können, was sich bei der Optimierung mit 3 Substraten in einer Steigerung des Jahresgewinns um 20 % feststellen lässt.



	Standard	Optimiert 3 Substrate	Optimiert 5 Substrate
Mais [m³/d]	40.3	34.2	34.2
Gras [m³/d]	0.0	6.3	2.0
Bullengülle [m³/d]	35.6	20.0	20.0
Grünroggen [m³/d]	0.0	0.0	10.5
Hafer [m³/d]	0.0	0.0	5.6

Abb. 3: Optimierung der Substratzufuhr für eine elektrische Leistung von 750 kW für 3 und 5 Substrate, anstatt der Standardfütterung mit 2 Substraten

4.2 Optimale Regelung von Biogasanlagen mit Nonlinear Model Predictive Control (NMPC)

Die Verwendung von Simulationsmodellen zur vorausschauenden Regelung von Anlagen wird als Model Predictive Control (MPC) bezeichnet. Dabei wird auf Basis von Online-Messwerten y der aktuelle Betriebszustand der Biogasanlage mit einem Zustandsschätzer x bestimmt. Dieser Anlagenzustand wird dann in einem dynamischen Simulationsmodell der Anlage benutzt, um verschiedenste Fütterungsregime zu testen, um die optimale Fütterung u zu ermitteln. Dafür können, wie bei der vorherigen Methode, verschiedene Gütekriterien frei nach den Wünschen des Anlagenbetreibers definiert werden.

Auf diese Weise kann ein nachhaltiges Fütterungsregime für Biogasanlagen umgesetzt werden, da auch bei wechselnder Verfügbarkeit von Substraten automatisch auf ideale Alternativen gewechselt werden kann, sodass ein kontinuierlicher Anlagenbetrieb auf hohem Niveau erreicht wird. In Abbildung 5 wird die Regelung des Substratmixes mit wechselnder Substratverfügbarkeit visualisiert. Als Regler wird der NMPC aus Abbildung 4 genutzt, welcher den optimalen Substratmixverlauf für ein validiertes Simulationsmodell einer landwirtschaftlichen Biogasanlage aus dem Münsterland bestimmt (Gaida et al. 2012). Durch die Änderung des Substratgemisches liegt zwischen dem Start- und Endsubstratmix in diesem Fall eine Gewinnspanne von etwa 650 € je Tag.

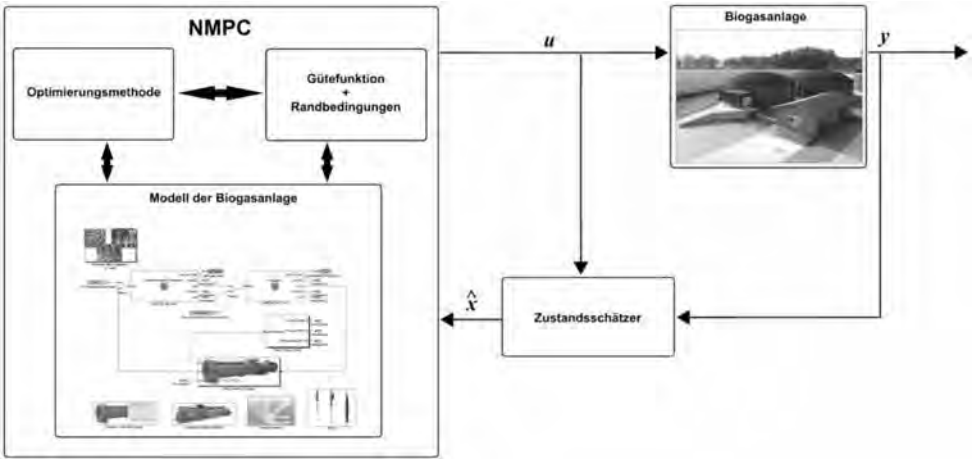


Abb. 4: Funktionsweise des NMPC für Biogasanlagen

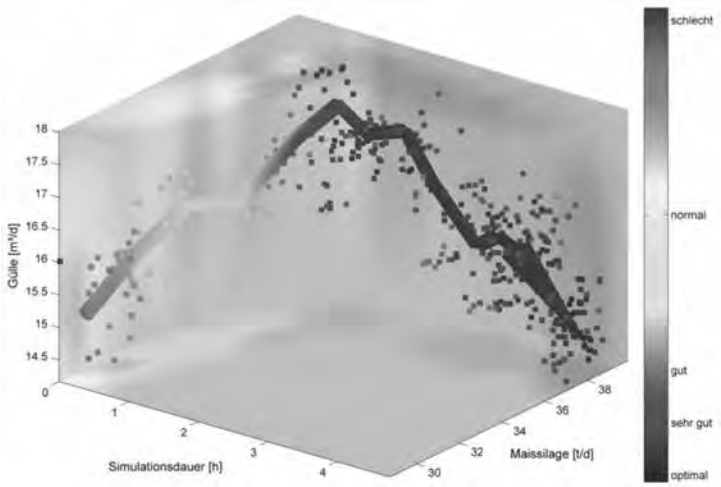


Abb. 5: Regelung der Substratzufuhr; zu Simulationsbeginn ist der Substratmix schlecht, welches durch die warmen Farben signalisiert wird. Die Regelung regelt die Biogasanlage automatisch, sodass ein optimaler Substratmix erreicht wird; jedes Quadrat symbolisiert ein durch den Regler evaluiertes Substratgemisch

5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rückblick auf die bislang entwickelten und in der Praxis umgesetzten Regelungssysteme wird deutlich, dass der Bedarf an robusten und praxistauglichen Steuer- und Regelungssystemen sehr hoch ist. Allerdings ist der Mangel an robuster Online-Messtechnik eine der entscheidenden Ursachen, dass viele der neu entwickelten Regelungen nicht auf Großanlagen eingesetzt werden. Dennoch gibt es Strategien und Systeme, die eine effi-

ziente Regelung von Biogasanlagen ermöglichen. Diese zeigen, dass eine deutliche Erhöhung der Anlagenauslastung und Effizienz bereits mit einfachen Mitteln erreicht werden kann. Will man allerdings die Prozessstabilität zu jedem Zeitpunkt gewährleisten, so müssen komplexere, intelligente Systeme verwendet werden, die den aktuellen Prozesszustand analysieren und entsprechend darauf reagieren können.

Diese kaskadierten Systeme mit einer übergeordneten Sollwertregelung werden sich in der Zukunft aufgrund ihrer klaren Vorteile, wie z. B. der Integration von Expertenwissen der Anlagenbetreiber, durchsetzen. Die vorgestellten Ergebnisse zur Optimierung und Regelung der Fütterung von Biogasanlagen mittels NMPC zeigen, dass deutliche Ertragssteigerungen von bis zu 20 % möglich sind.

Literatur

Batstone, D.J.; Keller, J.; Angelidaki, I.; Kalyuzhnyi, S.V.; Pavlostathis, S.G.; Rozzi, A.; Sanders, W.T.M.; Siegrist, H.; Vavilin, V.A. (2002): Anaerobic Digestion Model No. 1 (ADM 1): Scientific and technical Report No. 13. London, IWA Publ.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011): Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012

Gaida, D.; Wolf, C.; Bäck, T.; Bongards, M. (2012): Nonlinear Model Predictive Substrate Feed Control of Biogas Plants. 20th IEEE Mediterranean Conference on Control and Automation. Barcelona, Spain

Madsen, M.; Holm-Nielsen, J.B.; Esbensen, K.H. (2011): Monitoring of anaerobic digestion processes: A review perspective. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15(6), p. 3141–3155

Olsson, G. (2005): Instrumentation, control and automation in wastewater systems. 1st ed. London, IWA Publ

Pind, P.F.; Angelidaki, I.; Ahring, B.K.; Stamatelatou, K.; Lyberatos, G. (2003): Monitoring and control of anaerobic reactors. Advances in biochemical engineering/biotechnology 82, p. 135–182.

Scherer, P.; Lehmann, K.; Schmidt, O.; Demirel, B. (2008): Application of a fuzzy logic control system for continuous anaerobic digestion of low buffered, acidic energy crops as mono-substrate. Biotechnology and Bioengineering, 102(3), p. 736–748

Steyer, J.-P.; Buffière, P.; Rolland, D.; Moletta, R. (1999): Advanced control of anaerobic digestion processes through disturbances monitoring. Water Research, 33 (9), p. 2059–2068

Wolf, C.; Bongards, M.; McLoone, S. (2007): Simulation-based feed-optimization of medium-sized agricultural biogas plants. 11th IWA World Congress on Anaerobic Digestion. Brisbane, Australia

Wolf, C.; Gaida, D.; Bongards, M. (eds.) (2012): Geeignete Online-Messtechnik zur Optimierung und Regelung von Biogasanlagen. (Suitable online measurement systems for optimization and control of biogas plants). Düsseldorf, VDI Wissensforum

Wolf, C.; McLoone, S.; Bongards, M. (2009): Biogas Plant Control and Optimization Using Computational Intelligence Methods. (Biogasanlagenregelung und -optimierung mit Computational Intelligence Methoden). at – Automatisierungstechnik 57(12), p. 638-649

Abwärmenutzung von Biogas-BHKWs mittels Nachverstromung in ORC-Anlagen

Theresa Weith, Florian Heberle, Markus Preissinger, Dieter Brüggemann

1 Einleitung

Um der fortschreitenden globalen Erwärmung und deren Folgen entgegenzuwirken, werden derzeit weltweit Maßnahmen insbesondere zur Verringerung von Treibhausgasemissionen ergriffen. Hierzu zählen z. B. die Förderung erneuerbarer Energien, die Entwicklung und der Einsatz energieeffizienter Technologien und Verfahren, aber auch verschiedene Formen der Wärmerückgewinnung. Dennoch wird in vielen Branchen die erzeugte Abwärme oftmals direkt an die Umgebung abgegeben, ohne diese einer weiteren Nutzung zuzuführen. Das enorme Potenzial, welches in dieser Abwärme steckt, wird durch länderspezifische sowie weltweite Potenzialstudien belegt. So beschreibt beispielsweise eine vom Fraunhofer Institut Umsicht durchgeführte Studie ein jährliches Potenzial von 42 TWh_{th} allein für Deutschland (Hamm et al. 2008). Bei einer Betriebsstundenzahl von 8 000 h/a würde dies einer elektrischen Leistung von 687 MW entsprechen. Neben dieser im industriellen Sektor anfallenden Abwärme treten auch im Bereich der Biogas-BHKWs hohe Abwärmeströme auf. Nach Aussage des Biogas-Messprogramms II, herausgegeben von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), besitzt ein Großteil der in Deutschland vorhandenen Biogasanlagen kein oder ein lediglich unzureichendes Wärmenutzungskonzept (Gemmeke et al. 2009). Die Nutzung der genannten Abwärmequellen zur Stromerzeugung führt zu einer verbesserten Energieeffizienz sowie CO_2-Bilanz und trägt zur Wirtschaftlichkeit des jeweiligen Gesamtprozesses bei.

Möglichkeiten zur technischen Umsetzung der Abwärmenachverstromung bieten der konventionelle Clausius Rankine Cycle (CRC) oder der verwandte Organic Rankine Cycle (ORC). Der wesentliche Unterschied der beiden Wärmekraftprozesse besteht in dem verwendeten Arbeitsfluid. Während der CRC mit Wasser arbeitet, wird der ORC mit organischen Medien betrieben. Der Vorteil des ORCs liegt somit in der Vielzahl der einsetzbaren Fluide, welche eine optimale Anpassung des Prozesses an das jeweilige Temperaturniveau der Abwärmequelle erlauben. Im Niedertemperaturbereich wie beispielsweise im Falle der Geothermie werden überwiegend natürliche und teilfluorierte Kohlenwasserstoffe verwendet, während im Bereich hoher Temperaturen Siloxane und langkettige Kohlenwasserstoffe ihren Einsatz finden. Bei der Wahl des passenden Fluids muss jedoch neben den thermodynamischen Aspekten zudem auf sicherheitstechnische, toxikologische sowie klimarelevante Kriterien geachtet werden (Heberle et al. 2012).

Der vorliegende Beitrag beschäftigt sich vorrangig mit der Nachverstromung von Abwärme aus Biogas-BHKWs mittels ORC und CRC. Hierzu werden zunächst bereits am Markt verfügbare Konzepte vorgestellt. Des Weiteren erfolgt eine sowohl thermodynamische als auch ökonomische Analyse unterschiedlicher Verschaltungsvarianten. Abschließend erlaubt die Präsentation aktueller Forschungs- und Entwicklungsvorhaben einen Einblick in Optimierungsansätze der Technologie.

2 Grundlagen von CRC und ORC

2.1 Thermodynamik

Die wesentlichen Anlagenkomponenten des CRC sowie deren Verschaltung und die Zustandsänderungen, welche das Arbeitsfluid durchläuft, unterscheiden sich kaum von denen des ORC. Abbildung 1 (links) zeigt exemplarisch den schematischen Aufbau eines solchen Rankine Prozesses.

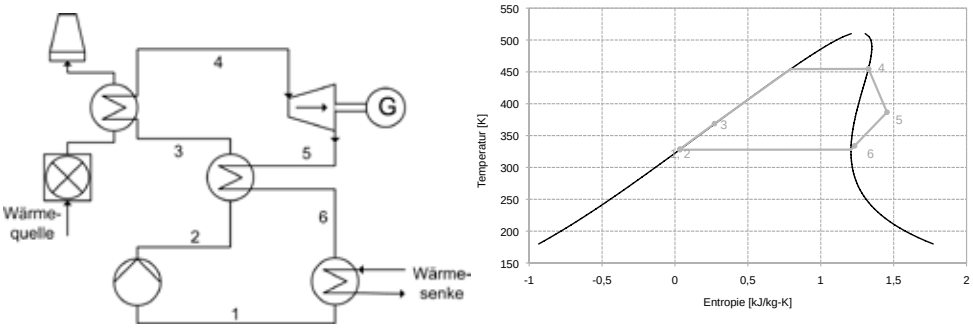


Abb. 1: Schematischer Aufbau eines Rankine Prozesses (links), Zustandsänderungen im *T,s*-Diagramm am Beispiel von Cyclopentan (rechts)

Ausgehend vom Zustand 1 wird das Fluid zunächst mithilfe der Speisepumpe auf den oberen Prozessdruck gebracht (1 → 2). Daran schließt sich optional eine Vorwärmung im internen Rekuperator an (2 → 3). Der Verdampfer stellt die Kopplung zur Wärmequelle dar. Hier erfolgt die Verdampfung des Arbeitsmediums (3 → 4). Das nun gasförmige Fluid wird daraufhin im Entspannungsaggregat entspannt (4 → 5). Das Medium befindet sich nun auf dem unteren Prozessdruck und wird durch Durchlaufen des internen Rekuperators (5 → 6) und des Kondensators (6 → 1) wieder in den Ausgangszustand einer vollständig kondensierten Flüssigkeit zurückgeführt. Das Durchlaufen der einzelnen Zustände kann Abbildung 1 (rechts) entnommen werden, in welchem ein exemplarischer ORC unter Verwendung von Cyclopentan im *T,s*-Diagramm dargestellt ist.

Je nach verwendetem Arbeitsmedium werden entweder zusätzliche Prozessschritte und Komponenten benötigt, oder es kann auf manche verzichtet werden. Ein wesentliches Unterscheidungskriterium der Fluide ist hierbei die Steigung deren Taulinie im *T,s*-Diagramm. Abbildung 2 zeigt die Phasengrenzlinien einiger potenzieller Fluide im *T,s*-Diagramm.

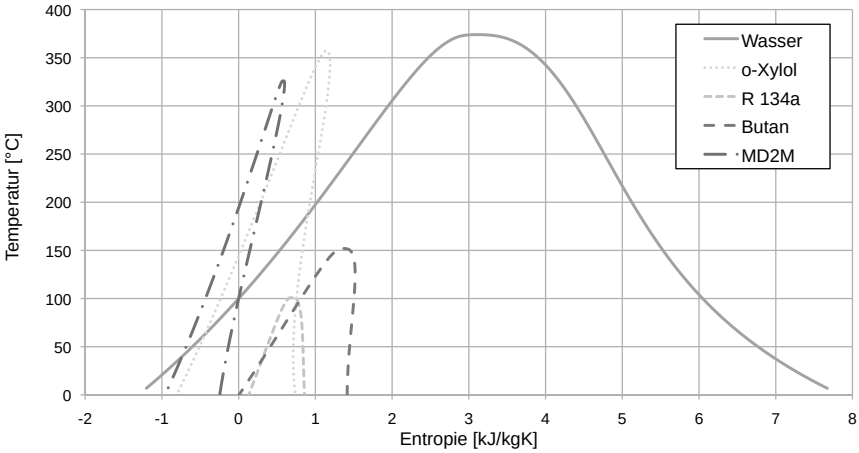


Abb. 2: *T,s*-Diagramm ausgewählter Arbeitsfluide für den Rankine Prozess

Es ist deutlich zu erkennen, dass Wasser eine negative Steigung der Taulinie vorweist. Generell werden solche Fluide als nasse Medien bezeichnet. Um eine Entspannung ins Nassdampfgebiet und somit Tropfenschlag in der Turbine und die damit einhergehende Erosion der Schaufeln zu verhindern, muss bei Einsatz dieser Fluide eine Überhitzung vor Eintritt in die Turbine stattfinden. Neben Wasser gehören beispielsweise auch die organischen Fluide R 143a oder Ethanol zu dieser Gruppe. Wie Abbildung 2 zeigt, verfügt jedoch die Mehrheit der im ORC eingesetzten Fluide über eine Taulinie mit positiver (trockene Fluide, z. B. MD2M) oder unendlicher Steigung (isentrope Fluide, z. B. R 134a). Eine Entspannung ausgehend von der Taulinie erfolgt somit immer in die überhitzte Gasphase, sodass keine zusätzliche Überhitzung nötig ist.

Hieraus ist auch ersichtlich, dass für CRC-Anlagen sowie ORC-Anlagen mit nassen Medien eine Wärmerückgewinnung nach der Turbine nicht sinnvoll ist. Der interne Rekuperator entfällt somit in diesen Konzepten.

Die thermodynamische Bewertung des CRC und ORC erfolgt meist ausgehend vom 1. Hauptsatz der Thermodynamik mithilfe des thermischen Wirkungsgrades:

$$\eta_{th} = \frac{P_{netto}}{\dot{Q}_{zu}}$$

Gerade im Bereich der industriellen Abwärme sowie der Abwärme aus Biogas-BHKWs, in denen Abwärme „kostenlos“ zur Verfügung steht, ist der thermische Wirkungsgrad zur Bewertung unterschiedlicher Kraftwerkskomponenten ungeeignet. Aussagekräftiger ist in diesen Fällen der exergetische Wirkungsgrad. Dieser bezieht die Nettoleistung nicht wie der thermische Wirkungsgrad auf die tatsächlich eingebrachte Wärmemenge, sondern stellt diesem das im jeweiligen Abwärmestrom vorhandene Potenzial gegenüber:

$$\eta_{ex} = \frac{P_{netto}}{\dot{E}_{WQ}}$$

$$\dot{E}_{WQ} = \dot{m}_{WQ}[h - h_0 - T_0(s - s_0)]$$

2.2 Stand der Technik/marktgängige CRC- und ORC-Module

Aufgrund der Vielzahl an potenziellen Fluiden und Einsatzgebieten des CRCs und ORCs existiert derzeit auch eine Fülle an technischen Lösungen und marktgängigen Modulen. Tabelle 1 beinhaltet ausgewählte Anlagen, welche aktuell für die Abwärmenutzung von Biogas-BHKWs auf dem Markt verfügbar sind.

Tab. 1: Übersicht ausgewählter ORC- und CRC-Module

	Einheit	Hersteller						
		Bosch KWK[1)]	DÜRR Cyplan[2)]	Enef-tech[3)]	GE[4)]	GMK[5)]	Tri-O-Gen[6)]	Voith Steam[7)]
$T_{WQ,ein}$	°C	k.A.	ab 300	150	204–482	k.A.	350–550	453
$T_{WQ,aus}$	°C	k.A.	k.A.	110	149	k.A.	180–220	264
Q_{zu}	kW	ab 500	ab 350	300–400	980	450–800	600–1 200	146,8
P_{el}	kW	40–375	70–500	30	125	40–60	60–170	24,8
Arbeitsmedium		R 245fa	KW	k.A.	R 245fa	k.A.	Toluol	Wasser
Entspannungs-aggregat		Turbine	Turbine	Scroll	Turbine	Schraube	Turbine	Hub-kolben
Zwischen-kreislauf		ja	nein	ja	k.A.	ja	nein	nein

1) Bosch KWK Systeme 2012m. 2) Dürr Cyplan. 3) Kane 2012.
4) GE Energy 2012, 5) Drescher 2012. 6) Eppinga 2012. 7) Berger 2012.

Bedingt durch das eingesetzte Arbeitsfluid sind einige Anlagen mit einem zusätzlichen Zwischenkreislauf (Thermoöl, Wasser) ausgestattet. Dieser befindet sich zwischen

Abwärmequelle und dem eigentlichen ORC-Prozess, um den heißen Abwärmestrom vom ORC-Fluid zu entkoppeln und somit eine thermische Zersetzung des Arbeitsmediums zu verhindern. Neben dem Schutz vor einer Degradation bietet der Zwischenkreislauf zudem regelungstechnische Vorteile. Dafür muss jedoch eine erhöhte technische Komplexität der Gesamtanlage in Kauf genommen werden. Neben dem Einsatz eines Thermoölkreislaufes unterscheiden sich die bestehenden Anlagen in der Art des Expansionsaggregates. Turbinen bieten hohe Expansionswirkungsgrade bei jedoch noch relativ hohen Kosten. Kostengünstigere Varianten stellen Hubkolbenmotoren sowie Scroll- und Schraubenexpander dar. Diese Systeme bieten jedoch meist geringere Wirkungsgrade, zudem sind sie bedingt durch Materialausdehnungen in der maximalen Betriebstemperatur limitiert. Bei den in Tabelle 1 aufgeführten Modulen handelt es sich um eine Auswahl an Anlagen im kleinen Leistungsbereich. Weitere Hersteller hierfür sind beispielsweise Conpower, Orcan oder DeVeTec. Module mit einer elektrischen Leistung über 200 kW wurden nicht berücksichtigt.

3 Vergleich ausgewählter Kraftwerkskonzepte

3.1 Thermodynamische Analyse

Als praxisnahes Beispiel wird im Folgenden der Einsatz unterschiedlicher Kraftwerkskonzepte exemplarisch für die Nutzung der Abwärme des Biogas-BHKWs JMS 420 G S B.LC verglichen. Die relevanten technischen Daten des BHKWs sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Tab. 2: Wesentliche technische Daten des betrachteten BHKWs (GE Jenbacher 2006)

	Einheit	GE Jenbacher JMS 420 GS-B.LC
Elektrische Leistung	kW	1 416
Nutzbare thermische Leistung (Abkühlung auf 180 °C)	kW	1 459
Abgasmassenstrom (feucht)	kg/h	7 585
Abgastemperatur bei Volllast	°C	448

Da die Wärmequellenparameter für alle Anlagenvarianten identisch sind, genügt es für die Beurteilung der jeweiligen Systemeffizienz, die erzielbare elektrische Leistung der Konzepte zu analysieren, ohne zusätzlich den exergetischen Wirkungsgrad bestimmen zu müssen. Die Ergebnisse können Abbildung 3 entnommen werden.

Deutlich zu erkennen ist, dass die beiden Hochtemperaturkonzepte unter Verwendung von Toluol als Arbeitsmedium die größte elektrische Leistung erzielen. Diese beiden Vari-

anten verdeutlichen zudem den Einfluss des zusätzlichen Thermoölkreislaufes auf die Effizienz. Ohne diesen kann die elektrische Leistung um beinahe 23 % gesteigert werden.

Für den Fall des CRC ist deutlich zu erkennen, dass das Kondensationsniveau einen entscheidenden Einfluss auf die Effizienz des Prozesses ausübt. Eine Erhöhung der Kondensationstemperatur (und somit des Kondensationsdrucks), führt zu einem geringeren Druckgefälle in der Turbine und folglich zu einer geringeren Leistungsausbeute. Im genannten Beispiel sinkt die elektrische Leistung um ca. 12 % bei einer Änderung des Druckes von 0,2 bar auf 1 bar.

Das Konzept der Niedertemperaturnutzung auf einem Niveau von 90 °C unter Verwendung von R 245fa liefert im Vergleich zum Toluol-Konzept ohne Thermoölkreislauf nur noch weniger als die Hälfte der elektrischen Leistung. Durch geeignete Fluidwahl kann zwar eine Leistungssteigerung erreicht werden, jedoch liegen die Werte auch hier, wie am Beispiel von R 134a gezeigt, immer noch weit unter denen des HT-ORCs.

Das letzte untersuchte Konzept (ORC – NT + HT) bindet neben der Abgaswärme zudem die Motorkühlung mit ein. Als Arbeitsmedium wird R 245fa betrachtet. Der Fall einer getrennten Vorwärmung und Verdampfung ($x_{aus,VW}$ = 0) bietet dabei die ineffizienteste Variante. Bei einer bereits teilweisen Verdampfung im Vorwärmer ist eine Erhöhung der Leistung um beinahe 28 % möglich. Das effizienteste Konzept des HT-ORC mit Toluol und ohne Thernoölkreislauf (TÖK) erreicht jedoch dennoch weit über 50 % mehr Leistung.

Neben den durch das Fallbeispiel aufgezeigten Einflussparametern auf die Effizienz von ORC-Systemen, wie dem Fluid, dem TÖK oder der Kondensationstemperatur, spielt zudem die eingesetzte Expansionsmaschine eine entscheidende Rolle. Dies wird in Abbil-

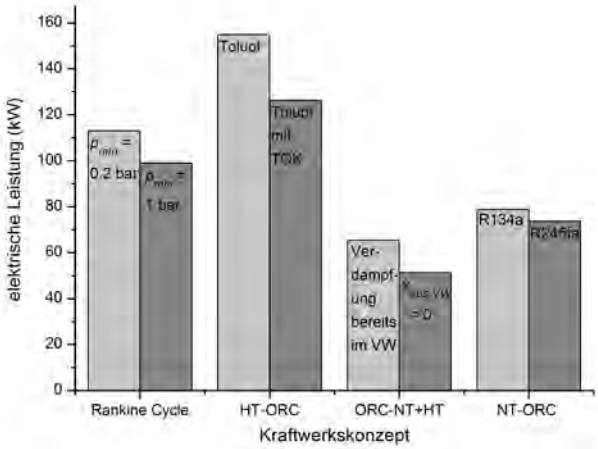


Abb. 3: Vergleich unterschiedlicher Kraftwerkskonzepte anhand der elektrischen Leistung (Heberle et al. 2013)

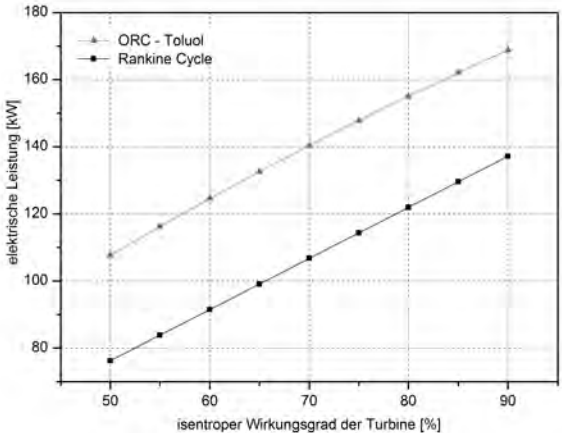


Abb. 4: Einfluss des Turbinenwirkungsgrades auf die elektr. Leistung von CRC und ORC

dung 4 dargelegt, in der der Einfluss des Turbinenwirkungsgrades auf die generierte elektrische Leistung sichtbar ist.

Wie zu erwarten war, steigt die elektrische Leistung nahezu linear mit dem Turbinenwirkungsgrad an. Ein Prozentpunkt mehr an Turbinenwirkungsgrad bewirkt für den ORC eine absolute Erhöhung der elektrischen Leistung um ca. 1,5 kW.

3.2 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Für das Beispiel des Jenbacher Biogas-BHKWs wird im Folgenden eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der Nachschaltung eines ORC-Prozesses durchgeführt. Betrachtet wird hierzu die statische Amortisationszeit (SAZ), welche überschlägig wie folgt berechnet wird:

$$SAZ\ [a] = \frac{Kapitaleinsatz\ [€]}{durschnittl.\ jährl.\ Rückfluss\ [\frac{€}{a}]} = \frac{Investitionskosten\ [€] + übrige\ Kosten [€]}{Einspeisevergütung\ \left[\frac{€}{kWh}\right] \cdot jährl.\ Betriebsstunden \left[\frac{h}{a}\right] \cdot P_{el}\ [kW]}$$

Eine Abschätzung der übrigen Kosten mit 20 % der Investitionskosten sowie die Einführung der spezifischen Investitionskosten I_{spez} ergibt folgende Vereinfachung:

$$SAZ\ [a] = \frac{1{,}2 \cdot I_{spez.}\ [€/kW]}{Einspeisevergütung\ \left[\frac{€}{kWh}\right] \cdot jährl.\ Betriebsstunden \left[\frac{h}{a}\right]}$$

Für eine Einspeisevergütung von 11 ct/kWh ergibt sich somit die in Abbildung 5 dargestellte statische Amortisationszeit in Abhängigkeit der Betriebsstunden sowie der spezifischen Investitionskosten.

Die Werte liegen dabei für die betrachteten jährlichen Betriebsstunden und spezifischen Investitionskosten in einer breiten Spanne von 3,2 bis 12,1 Jahren. Da im Fall

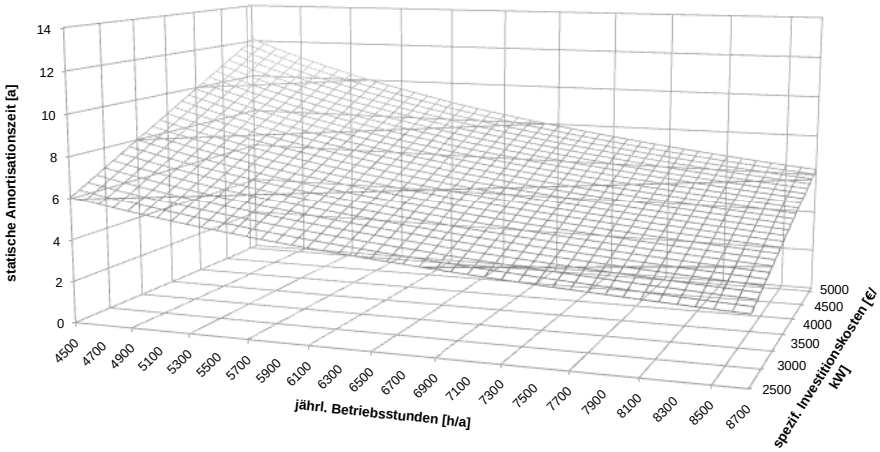


Abb. 5: Statische Amortisationszeit eines ORCs in Abhängigkeit der Investitionskosten und der Betriebsstunden

von Biogas-BHKWs jedoch von einer Betriebsstundenzahl größer 7 000 h/a ausgegangen werden kann, schränkt sich die Amortisationszeit auf max. 7,8 Jahre ein. Die spezifischen Investitionskosten sind dabei abhängig vom gewählten Konzept, liegen jedoch für typische ORC-Anlagen in dem gewählten Bereich.

4 Aktuelle Forschung und Entwicklung

4.1 Entwicklung eines ORC-Minikraftwerkes mit Direktverdampfer und Mikro-Expansionsturbine

Wie in Abbildung 4 dargestellt, zeigt die elektrische Leistung einer ORC-Anlage eine starke Abhängigkeit vom isentropen Wirkungsgrad der Turbine. Gerade im Bereich kleiner elektrischer Leistung werden derzeit überwiegend Scroll- und Schraubenexpander eingesetzt, welche durch ihre geringen Turbinen- und somit herabgesetzten Systemwirkungsgrade die Wirtschaftlichkeit der Anlage maßgeblich beeinflussen. Zudem erfolgt die Wärmeeinkopplung meist über einen zusätzlichen Thermoölkreislauf, dessen Einsatz sich zusätzlich durch erhöhte Investitionskosten und gesteigerte Anlagenkomplexität negativ auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Darüber hinaus wird dadurch die Umwandlungseffizienz herabgesetzt, was sich, wie bereits in Abbildung 3 gezeigt, in einer geringeren elektrischen Leistung niederschlägt. Ziel eines derzeit laufenden Forschungsprojektes, welches von der Bayerischen Forschungsstiftung finanziert wird, ist daher die

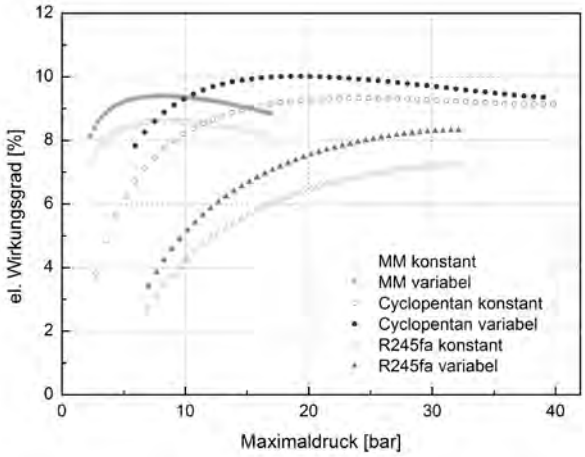


Abb. 6: Einfluss des fluid- und druckspezifischen Turbinenwirkungsgrades auf den elektrischen Wirkungsgrad eines ORCs; MM steht für Hexamethyldisiloxan (Weith et al. 2012)

Entwicklung eines ORC-Minikraftwerkes mit einer Mikro-Expansionsturbine im Leistungsbereich von ca. 15 kW_{el} sowie innovativer Direktverdampfung.

Die Anlage soll für Abgastemperaturen zwischen 300 und 400 °C ausgelegt werden. Als aussichtsreiches Fluid für das Minikraftwerk hat sich im Zuge thermodynamischer Analysen Cyclopentan herauskristallisiert. Da der Turbinenwirkungsgrad einen wesentlichen Einfluss auf den ORC-Wirkungsgrad besitzt, wurden die Prozesssimulationen zudem mit fluidspezifischen und druckabhängigen Turbinenwirkungsgraden durchgeführt. Abbildung 6 zeigt die Ergebnisse des thermischen Wirkungsgrades sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung des variablen Turbinenwirkungsgrades für ausgewählte Fluide.

Die Abhängigkeit des Turbinenwirkungsgrades vom jeweiligen Fluid und Druck ist deutlich zu erkennen. Auch der Einfluss des Turbinenwirkungsgrades auf den elektrischen Wirkungsgrad des ORC-Prozesses ist deutlich.

Die Demonstrationsanlage mit Cyclopentan als Arbeitsmedium befindet sich derzeit im Aufbau. Als Direktverdampfer wird ein innovativer Plate & Shell Wärmeübertrager zum Einsatz kommen. Bei der Turbine handelt es sich um eine einstufige axiale Gleichdruckturbine.

4.2 Einsatz von Fluidgemischen

Neben der ständigen Weiterentwicklung und Verbesserung der essentiellen Komponenten, wie Turbine und Verdampfer, bildet der Einsatz von Fluidgemischen als Arbeitsmedien eine weitere aussichtsreiche Optimierungsstrategie für ORC-Prozesse. Durch deren nicht isotherm verlaufende Phasenübergänge wird eine bessere Anpassung der Tempe-

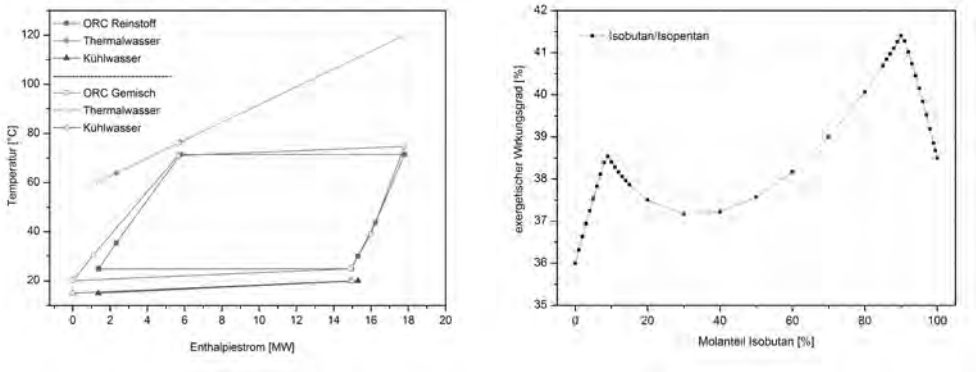


Abb. 7: $T,\dot{H}$-Diagramm eines ORCs für ein Gemisch sowie für einen Reinstoff (links), Einfluss des Mischungsverhältnisses auf den exerget. Wirkungsgrad (rechts) (Heberle 2013)

raturverläufe von ORC-Fluid und Wärmequelle bzw. -senke und somit eine Verringerung der Irreversibilitäten der Wärmeübergänge erreicht (Abb. 7 (links)). Dies beeinflusst in Abhängigkeit der Mischung die Effizienz des Gesamtprozesses, was in Abbildung 7 (rechts) am Beispiel des Gemisches Isobutan/Isopentan dargestellt ist.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Für Biogas-BHKWs, wie beispielsweise das betrachtete Jenbacher JMS 420 G S B.LC können unterschiedliche Konzepte zur Abwärmenachverstromung eingesetzt werden. Im betrachteten Fall mit einer Abgastemperatur von ca. 450 °C stellt sich Toluol als Arbeitsmedium als beste Variante heraus. Zudem bietet der klassische Rankine Prozess eine effiziente Alternative. Die Amortisationszeiten typischer ORC-Anlagen liegen dabei in einem Bereich von 3,2 bis 7,8 Jahren. Als relevante Einflussparameter auf die Effizienz wurden die Kondensationstemperatur, der Einsatz eines zusätzlichen Thermoölkreislaufes sowie der Turbinenwirkungsgrad identifiziert. Die gravierende Wirkung der beiden letztgenannten Punkte auf den Wirkungsgrad eines ORC-Prozesses wird aktuell in dem vorgestellten Forschungsprojekt näher untersucht. Daneben zeigen Forschungsarbeiten, welche sich mit dem Einsatz von Fluidgemischen im ORC beschäftigen, weitere Optimierungsstrategien auf.

Literatur

Berger, J. (2012): Voith Abwärmenutzungssysteme SteamTrac/SteamDrive. In: CO_2-freie Stromerzeugung durch Abwärmenutzung für dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Fahrzeuge. München

Bosch KWK Systeme GmbH (2012): Starke Marken unter einem Dach - Vorstellung von Bosch Thermotechnik. In: CO_2-freie Stromerzeugung durch Abwärme-nutzung für dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Fahrzeuge. München

Drescher, U.: Abwärmeverstromung von Biogasmotoren mit dem Organic Rankine Cycle. In: CO_2-freie Stromerzeugung durch Abwärmenutzung für dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Fahrzeuge. München

Dürr Cyplan: Electricity Generation from Waste Heat – Organic Rankine Cycle Technology. Online: http://www.durr-cyplan.com/fileadmin/user_upload/cyplan/Allgemein/Electricity_generation_from_waste_heat.pdf, Zugriff am 24.05.2013

Eppinga, Q.; van Buijtenen, J. (2012): Development and Operation of a 160 kWe Organic Rankine Cycle Plant. In: 3rd International Conference, Low Temperature and Waste Heat Use in Energy Supply Systems. Bremen, S. 60–71

GE Energy (2012): Heat Recovery Solutions Clean Cycle 125 kW. Online: http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/factsheet_HRS_12_E_screen.pdf, Zugriff am 24.05.2013

GE Jenbacher (2006): Technische Spezifikation JMS 420 GS-B.LC. Jenbach

Gemmeke, B.; Rieger, C.; Weiland, P; Schröder, J. (2009): Biogas-Messprogramm II. Hrsg. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow

Hamm, H.; Noeres, P.; Oser, E. (2008): Potenziale zur Nutzung von Abwärme für die Stromerzeugung. In: Euroheat & Power, Bd. 37, Nr. 9, S. 36–43

Heberle, F. (2013): Untersuchungen zum Einsatz von zeotropen Fluidgemischen im Organic Rankine Cycle für die geothermische Stromerzeugung. In: Thermodynamik – Energie, Umwelt, Technik, Band 22, Logos-Verlag, Berlin

Heberle, F.; Obermeier, A.; Brüggemann, D. (2012): Mögliche Emissionen bei der Strom- und Wärmeerzeugung aus Geothermie durch den Einsatz von F-Gasen im Energiewandlungsprozess mittels ORC. Umweltbundesamt, Dessau

Heberle, F.; Preißinger, M.; Weith, T.; Brüggemann, D. (2013): Der Organic Rankine Cycle im Vergleich zum konventionellen Wasserdampfprozess. In: 7. VDI-Fachtagung Biogas 2013 – Energieträger der Zukunft, Nürtingen

Kane, M.: Der Einsatz der ORC-Technologie bei geringen Abwärmemengen in der Praxis. In: CO_2-freie Stromerzeugung durch Abwärmenutzung für dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Fahrzeuge. München

Weith, T.; Preißinger, M.; Brüggemann, D.; Weiß, A.P.; Zinn, G. (2012): Entwicklung eines ORC-Minikraftwerkes mit Mikroexpansionsturbine zur Abwärmenutzung. In: CO_2-freie Stromerzeugung durch Abwärmenutzung für dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Fahrzeuge. München

Potenziale des Biogasmotors als Beitrag zur regenerativen Energieversorgung

Georg Wachtmeister, Laura Baumgartner, Benjamin Korb

1 Biogasmotoren

Die regenerative Energiegewinnung stellt eine der zentralen Fragen des beginnenden 21. Jahrhunderts dar. Dabei rückt die dezentrale Energiegewinnung weiter in den Fokus, die in Regionen mit geringen Sonnenstunden und niedrigem Windaufkommen durch die Erzeugung und Verbrennung von Biogas realisiert werden kann. Das Biogas weist stark variierende Gasqualitäten auf und ermöglicht daher nahezu ausschließlich in Biogasmotoren eine zuverlässige Umsetzung. Dabei wird neben der elektrischen Energie Wärmeenergie erzeugt, die über eine Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden kann, was die Effizienz und die Wirkungsgrade der gesamten Anlage deutlich erhöht. Zusätzlich bietet diese Form der Energieerzeugung den Vorteil, dass sie zu jedem beliebigen Zeitpunkt auch zeitlich begrenzt eingesetzt werden kann. Dadurch können kurzfristige Energieüberschüsse, wie sie bei Wind- oder Sonnenenergie auftreten können, oder Energiemängel vermieden oder sogar kompensiert werden. Die schwankende Verfügbarkeit von Wind- oder Sonnenenergie und die daraus resultierenden Probleme können zu einem Teil daher von dieser Technologie reduziert werden. Getrieben durch Emissionsgrenzwerte und Effizienzanforderungen müssen diese Systeme stets weiterentwickelt und optimiert werden, um die vorliegenden Herausforderungen zu erfüllen. Dabei steht eine Erhöhung, der aus einer bestimmten Kraftstoffmasse gewonnenen Energie, und eine Reduktion der entstehenden Schadstoffemissionen im Fokus.

1.1 Geschichte des Gasmotors

Die Geschichte des Gasmotors kann bis ins 17. Jahrhundert auf die Pulvermaschine von C. Huygens, die den Überdruck nach einer Verbrennung nutzt, zurückgeführt werden. Im Laufe der Jahrhunderte wurde dieses Konzept immer wieder weiterentwickelt und verbessert. Zu den bedeutendsten Entwicklern zählen J. Lenoir, der die erste Verbrennungskraftmaschine erstellte, N. Otto, der den ersten 4-Takt-Gasmotor entwickelte, C. Benz, der den ersten 2-Takt-Gasmotor baute und R. Diesel, der Ende des 19. Jahrhunderts ein Patent für einen Dieselgasmotor mit Zündstrahl einreichte. Daraus entstanden die heute gebräuchlichen Verbrennungsmotoren mit Gasbetrieb. 1975 wurde durch K. Hein der Einsatz von Gasmotoren in Blockheizkraftwerken (kurz: BHKWs) begonnen (Zacharias 2001).

1.2 Betriebsstrategien von Biogasmotoren

Im Wesentlichen haben sich in den letzten Jahrzehnten 2 Arten der Zündung in Gasmotoren durchgesetzt. Die Zündung wird zum einen mittels einer externen Energiezufuhr durch eine Zündkerze und zum anderen durch einen Zündstrahl hervorgerufen. In Abhängigkeit des Verbrennungsluftverhältnisses und der Kraftstoffeinbringung ergeben sich daraus folgende Betriebsstrategien:

- Diesel-Gasmotoren
- Gas-Dieselmotoren
- Gas-Ottomagermotoren
- λ = 1-Gas-Ottomotoren (stöchiometrisch)

1.2.1 Dieselmotorische Verfahren

Die Zündung in Diesel-Gasmotoren und Gas-Dieselmotoren wird durch einen Zündstrahl hervorgerufen, der aus selbstentflammendem Dieselkraftstoff besteht. Für eine Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) muss der eingespritzte Kraftstoff ebenfalls biogen erzeugt werden. Die beiden Unterarten unterscheiden sich in der Einbringung des gasförmigen Kraftstoffs, der entweder bei niedrigen Gasdrücken in den Ansaugtrakt (Diesel-Gasmotoren) oder bei hohen Drücken (ca. 350 bar) kurz vor oder gleichzeitig mit dem Zündöl direkt in den Brennraum eingebracht wird (Gas-Dieselmotoren). Der schematische Aufbau eines Diesel-Gasmotors kann Abbildung 1 entnommen werden.

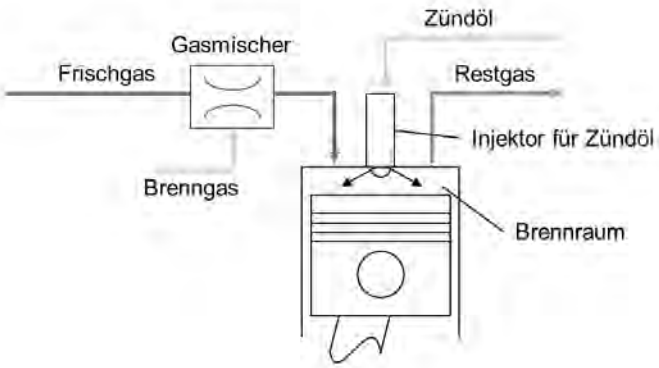


Abb. 1: Schematischer Aufbau eines Diesel-Gasmotors

1.2.2 Ottomotorische Verfahren

Die beiden ottomotorischen Verfahren unterscheiden sich in ihrem Verbrennungsluftverhältnis. Dabei entsteht ein stöchiometrisches Verfahren, das quantitätsgeregelt genau so viel Luft zuführt, wie für die Verbrennung des Kraftstoffs notwendig ist. Beim

überstöchiometrischen oder mageren Verfahren ist mehr Luft vorhanden, als für eine vollständige Oxidation des Kraftstoffs nötig ist. Durch den Luftüberschuss werden die Produkte einer unvollständigen Verbrennung, wie sie stöchiometrische Feuerungsprozesse aufweisen, reduziert. Die Zündung kann bei Gas-Ottomagermotoren nur bei kleinen Brennräumen und mittleren Luftverhältnissen direkt im Brennraum realisiert werden, da magere Gemische schlechtere Zünd- und Brenneigenschaften aufweisen. Eine andere Möglichkeit der Zündung stellt die Vorkammerzündung dar. Dabei kann in einer geometrisch abgetrennten, kleinen Vorkammer zusätzliches Brenngas eingeblasen werden. Dieses stöchiometrische Gemisch wird gezündet und die Oxidationsenergie über definierte Durchlässe in den Brennraum übertragen. Die austretenden heißen Verbrennungsgase zünden anschließend die Ladung des Hauptbrennraums. Abbildung 2 zeigt schematisch den Aufbau eines solchen Motors.

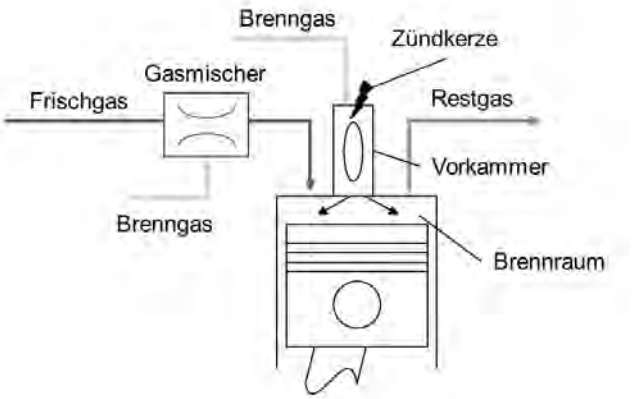


Abb. 2: Schematischer Aufbau eines Gasmotors mit Vorkammer

2 Vor- und Nachteile der Betriebsstrategien

Die aufgeführten Betriebsstrategien besitzen verschiedene Vor- und Nachteile und werden je nach den vorliegenden Anforderungen eines Blockheizkraftwerks eingesetzt. Ein Auszug dieser Vor- und Nachteile wird in den nachfolgenden Unterkapiteln gegenübergestellt.

2.1 Dieselmotorische Verfahren

Häufig werden für diese Betriebsart bestehende Dieselmotoren verwendet, die auf konventionelle Dieselkraftstoffe ausgelegt sind. Biogene Zündöle, die in der Regel aus ölhaltigen Pflanzen gewonnen werden, unterscheiden sich in ihren physikalischen und

chemischen Eigenschaften von jenen des Diesels. Daher müssen die Motoren in vielen Hinsichten auf die alternativen Kraftstoffe angepasst und entsprechend modifiziert werden. Da das Verhalten und die Eigenschaften der Zündöle im motorisch relevanten Bereich noch nicht gänzlich untersucht sind, besteht diesbezüglich weiterer Forschungsbedarf. Zusätzlich können Injektoren, die für den konventionellen Dieselbetrieb vorgesehen sind, die für einen Zündstrahlbetrieb notwendigen Kleinstmengen meist nicht realisieren. Folglich müssen neue Injektoren entwickelt und eingesetzt werden.

Ein Vorteil der dieselmotorischen Verfahren liegt in ihren günstigeren Wirkungsgraden. Abbildung 3 zeigt einen Vergleich der Wirkungsgrade der beiden Motorentypen in Abhängigkeit ihrer elektrischen Leistung.

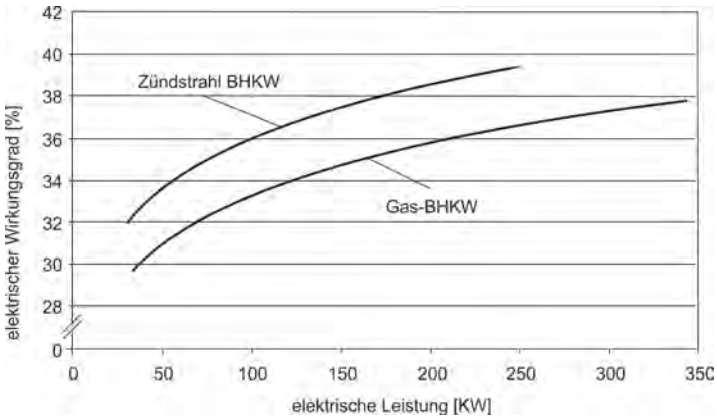


Abb. 3: Vergleich der Wirkungsgrade verschiedener Motorarten (Bundestministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2002)

Es wird ersichtlich, dass die Zündstrahl-Motoren in der gesamten Bandbreite des Leistungsspektrums höhere und damit bessere Werte hinsichtlich dem erzielbaren elektrischen Wirkungsgrad aufweisen. Folglich kann aus der gleichen Kraftstoffmasse mehr elektrische Leistung gewonnen werden.

Nachteilig an diesem Verfahren ist das Zündöl, das zusätzlich zu dem Biogas bereitgestellt werden muss. Abgesehen von den dafür notwendigen Rohstoffen muss ebenfalls die Herstellung des Öls berücksichtigt werden. Dadurch ergeben sich in der globalen CO_2-Bilanz für diese Motoren Nachteile. Jedoch erfolgt diese durch Zündöl hervorgerufene Verbrennung stabiler und sicherer als eine Fremdzündung mittels einer Zündkerze.

Die Schadstoffemissionen liegen, gerade im Hinblick auf Kohlenmonoxid- und Stickoxidemissionen, höher als bei Zündkerzen-Gasmotoren. Dieser Effekt wird durch höhere Verbrennungstemperaturen und unvollständige Verbrennung hervorgerufen. Diese unvollständige Verbrennung führt ebenfalls zu Methanmengen, die den Brennraum

unverbrannt verlassen und als Methanschlupf hohe Relevanz in den Emissionswerten besitzen. Darüber hinaus entstehen durch die nicht vorgemischte Verbrennung des Zündöls Partikelemissionen, die in der Abgasgesetzgebung als staubartige Emissionen berücksichtigt werden. Dieser Nachteil entfällt bei den ottomotorischen Verfahren aufgrund des homogenen Gemisches.

2.2 Ottomotorische Verfahren

Ottomotoren werden in die über- und stöchiometrischen Verfahren eingeteilt, wobei das Gemisch in jedem Fall über einen Zündfunken entflammt wird. Bei BHKW-Motoren und hohem Luftüberschuss erfolgt diese Energiezufuhr in einer stöchiometrisch gefüllten Vorkammer. Eine mögliche Konfiguration der Position und Form einer Vorkammer ist in Abbildung 4 dargestellt.

Da bei dieser Betriebsstrategie kein flüssiger Kraftstoff eingespritzt werden muss, entfällt das vergleichsweise aufwendige Einspritzsystem. In den Vorkammern können konventionelle Zündkerzen verwendet werden, und es entsteht daraus ein einfacheres, weniger anfälliges System. Hinzu kommen die bei Ottomotoren günstigeren Emissionswerte, da eine homogene Mischung aus Kraftstoff und Luft verbrannt wird (Kap. 2.1).

Nachteile treten jedoch in den Verbrauchswerten der Gas-Ottomotoren, bedingt durch ungünstigere thermodynamische Verfahrensführung, auf. Einen weiteren Nachteil stellt die geringere Standzeit der Zündkerzen gegenüber den Zündölinjektoren dar. Dadurch muss der Motorlauf häufiger für eine Wartung der Zündkerzen unterbrochen werden.

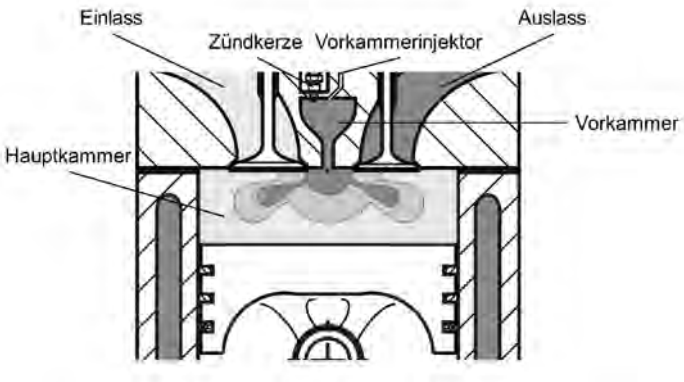


Abb. 4: Schnitt durch einen Motor mit Vorkammer

3 Rahmenbedingungen

Grundlage für die gesetzlichen Rahmenbedingungen stellt die Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immisionsschutzgesetz (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2002) dar. Diese Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) begrenzt die maximal zulässigen Schadstoffemissionen von Industriemotoren. Mit Ausnahme der Stickstoffoxide bei Magergasmotoren wird dabei stets zwischen dem Leistungsspektrum unter 3 MW und über 3 MW unterschieden.

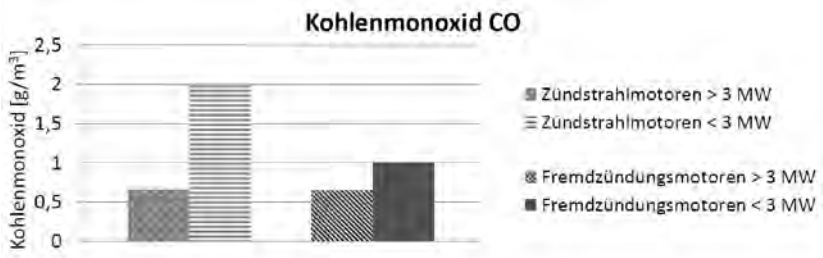


Abb. 5: Emissionsgrenzen für CO nach TA Luft (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2002)

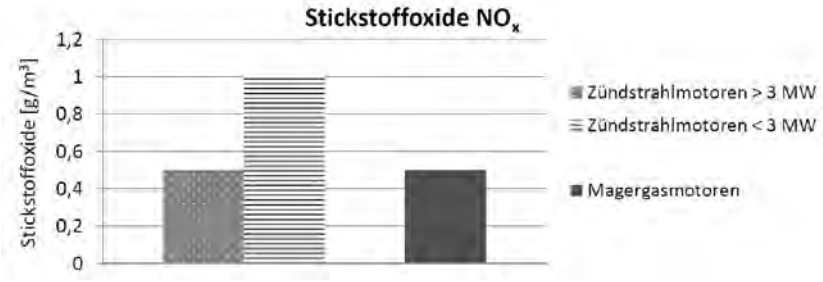


Abb. 6: Emissionsgrenzen für NO_x nach TA Luft (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2002)

Abbildung 5 und 6 zeigen die für die jeweiligen Leistungsklassen geltenden Grenzwerte für Kohlenmonoxid- und Stickoxidemissionen. Die staubförmigen Emissionen von Selbstzündungsmotoren dürfen darüber hinaus eine Massenkonzentration von 20 mg/m³ nicht überschreiten. Zusätzlich enthält die TA Luft die Aufforderung jene Möglichkeiten, die Emissionen durch motorische und andere entsprechende Maßnahmen weiter vermindern, auszuschöpfen.

Des Weiteren verschärfte sich in den letzten Jahren die Diskussion um unverbrannte Kohlenwasserstoffe, die bei unvollständiger Verbrennung aus den Motoren austreten können. Im Zuge dessen geraten auch andere Emissionsquellen, wie Tankgehäuseent-

lüftungen, weiter in den Fokus. Da in diesem Bereich auch in Deutschland mittelfristig gesetzliche Grenzwerte zu erwarten sind, müssen diese Emissionen für zukünftige Motorengenerationen ebenfalls reduziert werden.

4 Herausforderungen

Biogasmotoren unterliegen gegenüber Erdgasmotoren einem volumetrischen Ladungsverlust durch den nicht-brennbaren Kohlendioxidanteil. Dies hat zur Folge, dass im Biogasbetrieb eine deutlich verringerte Leistung erzielbar ist, wenn keine Kompensationsmaßnahmen getroffen werden. Eine dieser Maßnahmen ist bei aufgeladenen Motoren die Anhebung des Ladedrucks, welcher jedoch aus Bauteilschutzgründen Grenzen gesetzt sind. Eine andere Maßnahme kann die Verstellung der Zündung zu frühen Zeitpunkten sein, welche die Drehmomentausbeute durch einen Zugewinn des Wirkungsgrades erhöht, da Biogase eine schlechtere Zündbarkeit besitzen und daher die Klopfgefahr niedriger ist. Der Zündwinkel kann bei Erdgasmotoren aufgrund der besseren Zündfähigkeit nicht beliebig früh gewählt werden, was den Verbrennungsschwerpunkt aus dem optimalen Bereich verschiebt, wodurch das Biogas in diesen Betriebspunkten Wirkungsgradvorteile bietet. Vor allem bei mittelgroßen Aggregaten kann so eine Verminderung des spezifischen Verbrauchs gegenüber dem Erdgasbetrieb erzielt werden.

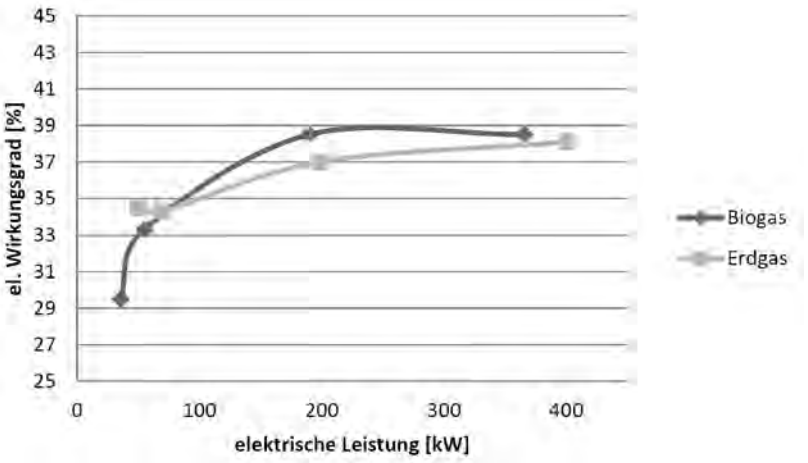


Abb. 7: Vergleich Biogas- zu Erdgasbetrieb bei identischen Motoren unterschiedlicher Leistungsklassen hinsichtlich des Wirkungsgrades (Viessmann Werke GmbH 2013)

Wie vorhergehend angeführt, beeinflussen unterschiedliche Gasqualitäten den Motorbetrieb signifikant, weshalb die genaue Kenntnis der Gaszusammensetzung bei

der Einstellung der Motorsteuerung von hoher Bedeutung für Emissionen, Wirkungsgrad und Motorlebensdauer ist. Da im Realbetrieb einer Biogasanlage die Gaszusammensetzung stark variieren kann, muss bei der Wahl der Betriebsparameter ein Kompromiss gefunden werden, der teilweise zu Lasten des Wirkungsgrades geht. Abhilfe können dabei in Zukunft Gasqualitätssensoren schaffen, welche der Motorsteuerung erlauben, auf die geänderten Verhältnisse zu reagieren. Auch eine Brennraumdruckmessung, welche jedoch hohen Systemkosten unterliegt, kann zur Ermittlung der verbrennunsgsrelevanten Parameter genutzt werden. Bei dieser Variante kann der Motor auf direkte Weise immer bei den optimalen Bedingungen betrieben und das gesamte Verbrauchsniveau minimiert werden.

Seitens der auf dem Markt erhältlichen Motoren zeigen sich neben dem Potenzial für die applikative Optimierung auch generelle Optimierungsmöglichkeiten. So sind vor allem bei niedrigen Leistungsklassen umgerüstete Industrie-Dieselmotoren im Einsatz, die nur durch Detailanpassungen für den Gasbetrieb umgerüstet werden.

In höheren Leistungsklassen sind von Grund auf für den Gasbetrieb ausgelegte Motoren von den etablierten Großmotorenherstellern erhältlich, die deutlich höhere Wirkungsgrade aufweisen. Jedoch finden sich vor allem im niedrigen Leistungsbereich auch bei diesen Anbietern umgerüstete Dieselaggregate.

Neben den oben genannten Betriebsstrategien sind jedoch bauteilseitige Anpassungen auf den Biogasbetrieb, welche ein gewisses Wirkungsgradpotenzial bergen, nur selten verfügbar bzw. befinden sich momentan in Entwicklung. So lässt sich durch die höhere Klopfunempfindlichkeit des Biogases das Verdichtungsverhältnis erhöhen, womit

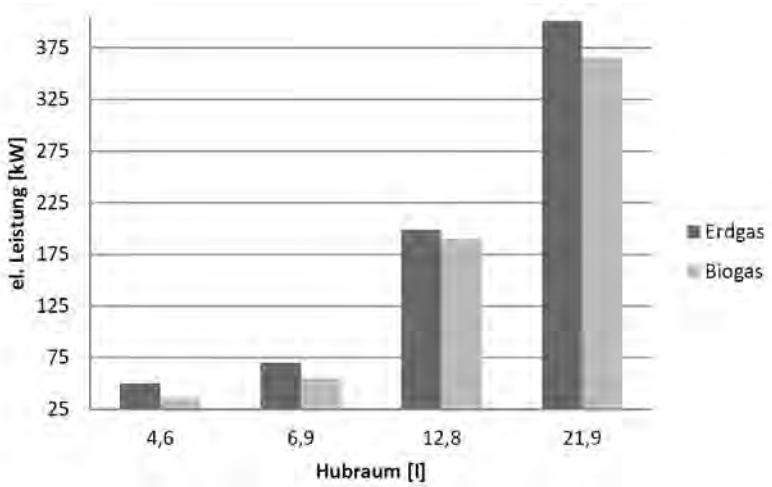


Abb. 8: Vergleich Biogas- zu Erdgasbetrieb bei identischen Motoren unterschiedlicher Leistungsklasse (Viessmann Werke GmbH 2013)

der Wirkungsgrad steigt. Durch das schlechtere Zündverhalten nehmen ebenfalls die Abgasemissionen zu, wobei dieses durch eine gezielte Weiterentwicklung des Zündsystems kompensiert werden kann. Dort versprechen Vorkammer- oder Zündstrahlverfahren ein hohes Maß an Potenzial.

5 Energiewirtschaftliche Betrachtungen

Eine der zentralsten Herausforderungen der Energiewende stellt die unregelmäßige Erzeugung des regenerativ erzeugten Stroms aus Wind- und Sonnenenergie dar. Ein neuer Ansatz wäre es, Biogasanlagen für die Abdeckung der Spitzenlast und zum Abfedern von Kapazitätsschwankungen zu verwenden. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, müssten in Zukunft die Anlagen speziell dafür ausgelegt werden. Die Betriebsstrategie der Biogasanlagen wäre von kontinuierlicher Stromerzeugung auf Intervallbetrieb zu den Spitzenlastzeiten oder mangelnder regenerativer Primärenergie umzustellen. Zu diesem Zweck würden die installierten Motorleistungen dem zwei- bis dreifachen der bisherigen Anlagen, die auf die kontinuierlich produzierte Biogasmenge ausgelegt sind, entsprechen müssen. In jedem Falle wären die Anlagen um Biogaszwischenspeicher zu erweitern, die während der Stillstandszeiten das erzeugte Biogas puffern. Dies würde neben der ungleichmäßigen Auslastung der Anlagen die Kosten in die Höhe treiben und technologische Probleme nach sich ziehen, da die Motoren nicht auf Intervallbetrieb ausgelegt sind.

Darüber hinaus könnte in Spitzenlastzeiten eine zusätzliche Kofeuerung mit anderen Treibstoffen betrieben werden, um die Spitzenlastfähigkeit weiter zu steigern. Dabei wäre das Stromaggregat so dimensioniert, dass die erzeugte Biogasmenge zuzüglich dem Anteil des Kotreibstoffes, der regenerativem oder fossilem Ursprung sein kann, verbraucht wird. Es wäre daher denkbar, überschüssigen Strom durch Methanisierung zu Kobrennstoff umzuwandeln und so keine regenerativen Anteile am erzeugten Strom zu verlieren. Dadurch könnte in Niedriglastzeiten beispielsweise darauf verzichtet werden Windkraftanlagen auszuschalten, da in dieser Zeit aus der Windenergie Methan erzeugt werden kann, welches ins Gasnetz eingespeist wird.

Eine weitere Maßnahme wäre die bedarfsgerechte Verschaltung einer Vielzahl von verteilten Biogasanlagen zu sogenannten Smart-Power-Grids. Diese werden durch eine zentrale Steuereinheit z. B. der Netzbetreiber nach den Netzgegebenheiten angefahren und in ihrer erzeugten Energie geregelt.

Literatur

Zacharias, F. (2001): Gasmotoren. Vogel Fachbuchverlag

Bayerisches Landesamt für Umwelt (2006): Emissions- und Leistungsverhalten von Biogas-Verbrennungsmotoren in Abhängigkeit der Motorwartung. Augsburg

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2002): Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft). Berlin

Viessmann Werke GmbH (2013): Vitoblock 200 – Datenblätter. Allendorf

Humus- und Nährstoffwirkung von Gärresten

Wilfried Zorn, Hubert Schröter

1 Problemstellung

In den letzten Jahren hat die Erzeugung von Biogas deutschlandweit erheblich zugenommen. Infolge dieser Entwicklung fallen im verstärkten Maße Gärreste an, die effizient und umweltverträglich in der Landwirtschaft zu verwerten sind. Im Vordergrund steht dabei die optimale Verwertung des Stickstoffgehaltes der Gärreste, der einerseits zu einer Einsparung des Zukaufs von mineralischen Stickstoffdüngern und andererseits zu einer Begrenzung der N-Emissionen in die Umwelt führen soll. Einen kontrovers diskutierten Gesichtspunkt stellt die Wirkung des Kohlenstoffabbaus bei Vergärung der Wirtschaftsdünger in der Biogasanlage auf die Humusreproduktion im Boden dar. Zum Teil werden infolge der geringeren Kohlenstoffzufuhr zum Boden langfristig negative Auswirkungen auf den Humusgehalt befürchtet. Aussagen zu beiden Sachverhalten sind nur auf Grundlage langjähriger Versuche möglich. Der nachfolgende Beitrag berichtet über Ergebnisse aus Thüringer Feld- und Mikroparzellenversuchen zur Humus- und Nährstoffwirkung von Gärresten aus der Biogaserzeugung.

2 Nährstoff- und Kohlenstoffgehalt von Gärresten

Die Vergärung der Substrate führt zu einer deutlich geänderten Zusammensetzung. Der Ammoniumanteil am Gesamtstickstoffgehalt erhöht sich im Mittel mehrjähriger Untersuchungen in Thüringer Biogasanlagen von ca. 40 % vor der Vergärung auf ca. 70 % nach der Vergärung. Parallel dazu ist der pH-Wert im Mittel von 6,7 auf 7,9 angestiegen. Die Gärreste sind infolge des Trockenmasseabbaus in der Biogasanlage dünnflüssiger als Gülle und können deshalb bei der Ausbringung schneller in den Boden eindringen. Demnach scheint die N-Düngewirkung der Gärreste im Vergleich zu Gülle besser kalkulierbar und gegebenenfalls höher zu sein. Andererseits besteht ein erhöhtes Risiko für Ammoniakemissionen in die Atmosphäre, die den Einsatz emissionsarmer Techniken bei der Ausbringung erfordert.

Die Zusammensetzung der Gärreste weist in Abhängigkeit von den eingesetzten Substraten eine erhebliche Spannweite auf. Für deren effiziente Verwertung in der Landwirtschaft und Bemessung der Gabenhöhe ist die anlagenspezifische Untersuchung der Gärreste auf Trockensubstanz- und Nährstoffgehalt (einschließlich NH_4-N-Gehalt) sinn-

voll. Die Erfahrungen zeigen, dass bei einem kontinuierlichen Betrieb der Biogasanlage und einheitlichem Substrateinsatz die Schwankungen der Zusammensetzung der Gärreste relativ gering sind.

Einen Hinweis auf die mögliche Streubreite der N-Gehalte und weiterer Parameter geben die Analysendaten der in Feldversuchen eingesetzten Gärreste (Tab. 1). Die Gärreste aus Speise- und Lebensmittelresten (= SPR) sowie aus Schweinegülle besitzen niedrige Trockensubstanzgehalte von 3,6 bzw. 2,5 %, während Gärreste aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) und Mist über einen hohen TS-Gehalt von 12 % verfügen. Der für die Verwertung relevante Ammoniumanteil am Gesamtstickstoffgehalt liegt bei den Gärresten aus Speise- und Lebensmittelresten sowie aus Schweinegülle mit 85 bzw. 89 % deutlich höher im Vergleich zu den anderen untersuchten Güllen und Gärresten. Die Nährstoffe Phosphor und Kalium gehen im Biogasprozess nicht verloren. Bei Aufwandmengen von z. B. 40 m^3/ha ergeben sich Nährstofffrachten von 40–110 kg P_2O_5/ha bzw. 86–290 kg K_2O/ha.

Tab. 1: Zusammensetzung der in den Feld- und Mikroparzellenversuchen verwendeten Güllen und Gärreste (Mittelwerte)

Parameter	Rindergülle	Gärrest Rindergülle	Gärrest Speisereste	Rindergülle	Gärrest Rindergülle	Gärrest NawaRo/ Mist	Gärrest Schweinegülle
	Feldversuch Bad Salzungen			Mikroparzellenversuch, Feldversuch Dornburg			
TS %	10,5	6,5	3,6	10,1	5,8	12,0	2,5
oTS %	8,5	4,6	1,8	8,0	3,4	8,0	1,7
C_{org} %	4,7	2,8	1,3	5,2	2,1	4,2	1,2
N_t %	0,40	0,38	0,50	0,42	0,30	0,79	0,45
NH_4-N %	0,21	0,26	0,42	0,21	0,19	0,51	0,40
NH_4-N % von N_t	52	68	85	50	63	65	89
pH-Wert	6,6	7,6	7,9	6,8	7,6	7,7	7,9

3 Versuchsdurchführung

3.1 Feldversuche

Seit 2009 werden auf 2 Thüringer Ackerstandorten statische Feldversuche (Parzellenversuche mit vierfacher Wiederholung) zur Ermittlung der Ertrags- und N-Düngewirkung von Gärresten im Vergleich zu Gülle und mineralischer N-Düngung (Kalkammonsalpeter) durchgeführt (Tab. 2 und 3). Zum Anbau kamen 2009 Silomais, 2010 Winterweizen, 2011 Wintergerste und 2012 Winterraps bzw. Weidelgras. Der N-Bedarf der einzelnen Kulturarten wird nach Stickstoffbedarfsanalyse der Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL) (Zorn et al. 2007) jährlich zu Vegetationsbeginn auf Grundlage prüf-

gliedweiser N_{min}-Untersuchungen ermittelt und die Mengen der jeweiligen organischen Dünger nach ihrem Gesamt-N-Gehalt (N_t) ohne Abzug von Ausbringungsverlusten berechnet. Die Ausbringung der Gülle und Gärreste erfolgt mit Schleppschlauchtechnik jeweils in einer Gabe, zu Wintergetreide zum Zeitpunkt der ersten N-Gabe im Frühjahr zwischen die Reihen sowie zu Mais vor der Aussaat mit anschließender Einarbeitung. Die mineralische N-Düngung zu Wintergetreide wird in 2 Gaben geteilt sowie zu Mais als Gesamtgabe vor der Saat appliziert. Die mineralische N-Zusatzdüngung auf den organisch gedüngten Prüfgliedern kommt als zweite Gabe zur Anwendung. Alle Versuche erhielten jährlich eine optimale Düngung mit P, K, Mg und S entsprechend der aktuellen Bodenuntersuchung.

Tab. 2: Feldversuche zur Ermittlung von Ertragswirkung und N-Mineraldüngeräquivalent von Gärresten aus der Biogaserzeugung

Standort	Dornburg		Bad Salzungen	
Bodentyp	Lössparabraunerde		Braunerde (Buntsandstein)	
Bodenart	stark toniger Schluff		lehmiger Sand	
Ackerzahl	70		32	
Mittlere Jahrestemperatur	8,3 °C		7,7 °C	
Mittlerer Jahresniederschlag	584 mm		566 mm	
Versuchsvarianten	1 Rindergülle 3 Gärreste mineralische N-Düngung		1 Rindergülle 2 Gärreste mineralische N-Düngung	
Organische Düngung	100 % N-Bedarf über Brutto-N-Gehalt[1)]			
100 % N-Bedarf entspricht kg N/ha	2009 Silomais:	160	2009 Silomais:	160
	2010 Winterweizen:	150	2010 Winterweizen:	160
	2011 Wintergerste:	140	2011 Wintergerste:	130
	2012 Winterraps	200	2012 Weidelgras:	325

[1)] = kein Abzug von Ausbringungsverlusten.

Tab. 3: Mineralische und organische Düngung in den Feldversuchen

Variante	Organische Düngung in % des N-Bedarfs[1)]	Mineralische N-Düngung % des N-Bedarfs	
		Dornburg	Bad Salzungen
KAS	0	0 / 50 / 75 / 100	0 / 60 / 100 / 140
Rindergülle	100	0 / 25 / 50	0 / 40
Gärreste	100	0 / 25 / 50	0 / 40

[1)] Bezugsbasis: Brutto-N-Gehalt ohne Abzug von Verlusten.

Die einheitliche Gesamt-N-Zufuhr über Gülle und Gärrest bedingt differenzierte NH_4-N-Frachten der einzelnen organischen Dünger.

3.2 Mikroparzellenversuch

Seit 2007 wird ein Mikroparzellenversuch (je 0,5 m^2, 3 Wiederholungen) am Standort Jena-Zwätzen durchgeführt. Auf 4 verschiedenen Böden (Löss, Gneis, Muschelkalk, Buntsandstein) wurden Gülle und Gärrest des Dornburger Versuches geprüft und bei Bedarf zusätzlich bewässert. Die Bemessung der Gülle- und Gärrestdüngung erfolgt in Höhe des N-Bedarfs nach der Stickstoffbedarfsanalyse der TLL (SBA). Analog zu den Feldversuchen werden die Gülle- und Gärrestgaben unter Berücksichtigung ihres Gesamt-N-Gehaltes bemessen.

4 Ergebnisse

4.1 N-Mineraldüngeräquivalente in den Feldversuchen

Das N-Mineraldüngeräquivalent (N-MDÄ) der organischen Dünger wurde wie folgt berechnet:

$$\text{N-MDÄ (\%)} = \frac{\text{Mehrertrag durch organische Dünger} \cdot 100}{\text{Mehrertrag durch mineralischen N-Dünger}}$$

Die Tabellen 4 und 5 zeigen die N-MDÄ für beide Versuchsstandorte. Die N-MDÄ der Gärreste liegen sowohl in Bad Salzungen als auch in Dornburg über den Werten für die unvergorene Rindergülle. Mit steigendem NH_4-N-Anteil am Gesamt-N-Gehalt, d. h. auch mit zunehmender NH_4-N-Fracht, steigt das N-Mineraldüngeräquivalent an. Dieser Zusammenhang weist auf die gute Pflanzenverfügbarkeit des NH_4-N-Gehaltes der organischen Dünger hin, wobei die Wirkung des organisch gebundenen N der Gärreste und Gülle offensichtlich relativ gering ist.

Tab. 4: Jährliche und mittlere N-MDÄ (in %) im Vergleich zum NH_4-N-Anteil an Gesamt-N (Bad Salzungen 2009-2012)

Prüfglied	NH_4-N-Anteil an Gesamt-N %	Silomais 2009	Winterweizen 2010	Wintergerste 2011	Weidelgras 2012	Mittel
Miner. N	–	100	100	100	100	100
Gärrest (Speiserest)	85	116	98	153	80	98
Ri-Gülle	52	72	60	98	54	62
Gärrest (Ri-Gülle)	68	107	65	115	58	77

Tab. 5: Jährliche und mittlere N-MDÄ (in %) im Vergleich zum NH_4-N-Anteil an Gesamt-N (Dornburg 2009-2012)

Prüfglied	NH_4-N-Anteil an Gesamt-N %	Silomais 2009	Winter-weizen 2010	Winter-gerste 2011	Winterraps 2012	Mittel
Miner. N	–	100	100	100	100	100
Ri-Gülle	50	29	44	37	60	42
Gärrest (Rindergülle)	63	61	77	51	73	66
Gärrest (NawaRo)	65	74	70	40	66	62
Gärrest (Schweinegülle)	89	72	101	73	91	84

Beide Versuchsstandorte unterscheiden sich hinsichtlich der Verfügbarkeit des Gärrest- bzw. Gülle-N (Abb. 1). Auf dem Buntsandsteinverwitterungsstandort Bad Salzungen liegt das N-MDÄ der organischen Dünger höher als auf der Lössparabraunerde in Dornburg. Das differenzierte Verhalten auf beiden Standorten könnte auf die schnellere Infiltration der organischen Dünger in den Boden in Bad Salzungen und möglicherweise geringere NH_3-Emissionen zurückzuführen sein. Besonders deutlich trat dieser Effekt im Trockenjahr 2011 in Bad Salzungen in Erscheinung. Hier betrug das N-MDÄ beider geprüften Gärreste über 100 %. Während der gedüngte Kalkammonsalpeter trockenheitsbedingt kaum zur Wirkung kam, war die N-Düngewirkung der trockensubstanzarmen Gärreste infolge der besseren Infiltration in den Boden deutlich besser.

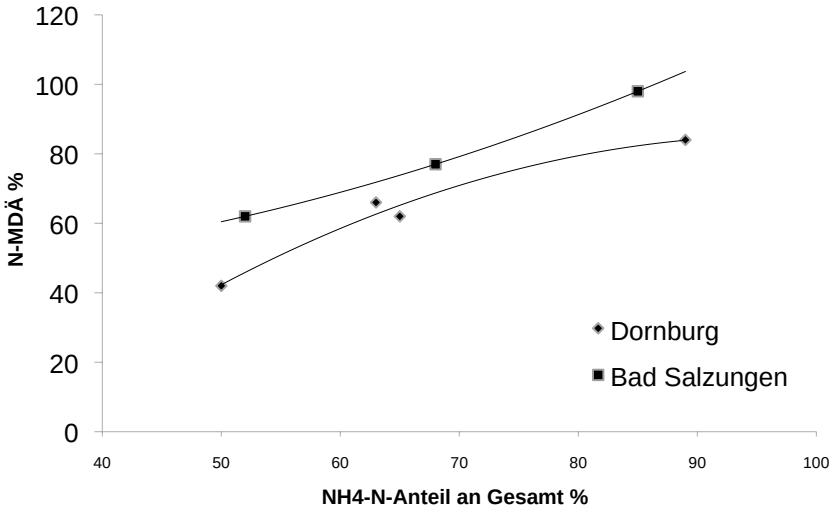


Abb. 1: Mittleres N-MDÄ von Gülle und Gärrest in Abhängigkeit vom NH_4-N-Anteil am Gesamt-N-Gehalt (Dornburg, Bad Salzungen, 2009–2012)

4.2 N-Mineraldüngeräquivalente im Mikroparzellenversuch

Auch im Mikroparzellenversuch korreliert das mittlere N-MDÄ mit der NH_4-N-Fracht (Tab. 6). Jedoch liegt eine erhebliche Schwankungsbreite in den einzelnen Versuchsjahren vor. Details sind nicht dargestellt.

Tab. 6: N-Mineraldüngeräquivalent (N-MDÄ) von Gülle und Gärrest im Kleinparzellenversuch (2007–2012, 8 Versuchsernten, 4 Böden)

Prüfglied	NH_4-N-Anteil an Gesamt-N %	N-MDÄ %
Miner. N	–	100
Ri-Gülle	50	57
Gärrest (Ri-Gülle)	63	72
Gärrest (NawaRo)	65	60
Gärrest (S-Gülle)	89	92
Gärrest (NawaRo) + PIADIN[1)]	65	63
Gärrest (S-Gülle + PIADIN[1)]	89	98

[1)] N-Fracht über PIADIN von 1,8 kg N/ha bei der weiteren Betrachtung vernachlässigt.

Die in Tabelle 6 aufgeführten N-MDÄ sind als langfristige N-Düngewirkung einschließlich der Nachwirkung in den Folgejahren anzusehen. Das N-MDÄ von Rindergülle und NawaRo-Gärrest unterscheidet sich nur gering (57 bzw. 60 %). Rindergülle-Gärrest erreicht ein N-MDÄ von 72 %, der Schweinegülle-Gärrest 92 %. Hohe Ammoniumanteile sind demnach langfristig gut verfügbar. Der PIADIN-Einsatz erhöhte das N-MDÄ beider geprüfter Gärreste noch etwas, was auf verringerte Nitratauswaschungsverluste im Frühjahr zurückzuführen sein dürfte.

4.3 Humuswirkung im Mikroparzellenversuch

Aussagen zum langfristigen N-MDÄ sowie zur Humuswirkung von Gärresten können aus dem seit 2007 laufenden Kleinparzellenversuch (Kastenparzellen je 0,5 m^2, 3 Wiederholungen) am Standort Jena-Zwätzen abgeleitet werden. Auf 4 verschiedenen Böden (Löss, Gneis, Muschelkalk, Buntsandstein) wurden Gülle und Gärrest des Dornburger Versuches geprüft und bei Bedarf zusätzlich bewässert. Die Böden des Kastenparzellenversuches werden jährlich nach der Ernte der Hauptfrucht auf den Humusgehalt untersucht, um eventuell über die Wirkung langjähriger Gärrest- und Gülledüngung auf die Humusdynamik im Boden abzuleiten. Da die Mengenbemessung der organischen Gärreste auf Grundlage ihres N-Gehaltes erfolgt, werden jährlich unterschiedliche Kohlenstoffmengen dem Boden zugeführt. Deshalb ist ein einfacher Vergleich der C-Stabilität von Gärresten im Vergleich zu Gülle möglich. Nach der Ernte 2011 lagen messbare Differenzen im Gehalt an organischen Kohlenstoff (C_{org}) vor, die weitere Aussagen zur Humusdynamik ermöglichen (Abb. 2).

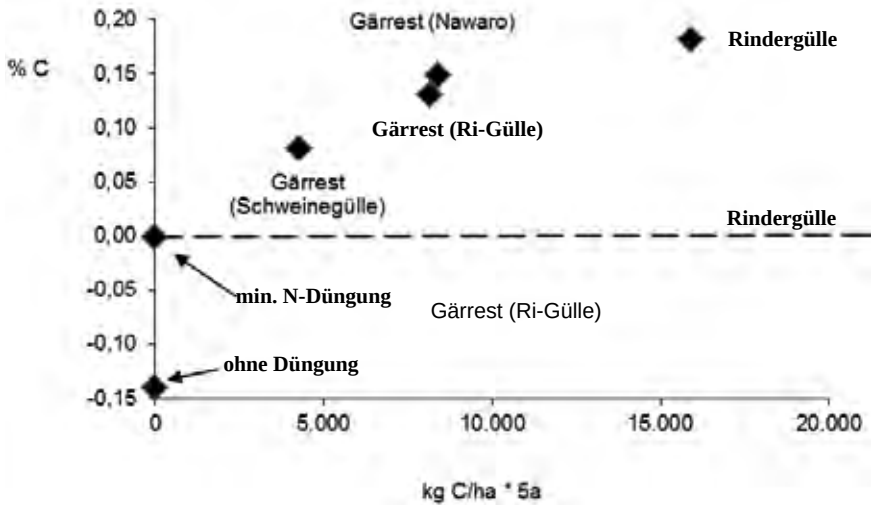


Abb. 2: Änderung des C_{org}-Gehaltes der Böden im Zeitraum 2007 bis 2011 in Abhängigkeit von der C-Fracht

Im Mittel der 4 Böden ist der C_{org}-Gehalt der Kontrollvariante ohne organische und mineralische Düngung im Vergleich zur optimalen mineralischen Düngung um 0,14 % gesunken. Die Gülle- und die Gärrestdüngung hat zu einer Erhöhung der C_{org}-Gehalte geführt. Die höchste Erhöhung hat die Düngung der Rindergülle bewirkt, nur etwas niedriger liegen die Gärreste aus Rindergülle bzw. NawaRo. Der Anstieg nach Ausbringung der trockenmassearmen Schweinegüllegärreste fällt dagegen geringer aus. Berücksichtigt

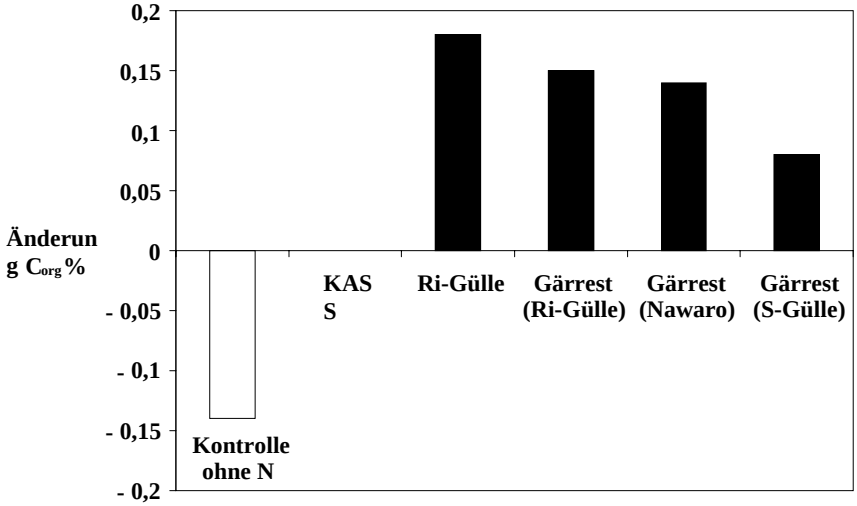


Abb. 3: C-Bedarf zur Erhöhung des C_{org}-Gehaltes im Boden um 0,1 % in t/ha im Vergleich zur mineralischen N-Düngung (KAS)

man die C-Fracht in den 5 ausgewerteten Jahren, wird deutlich, dass diese bei Rindergülle mit 15,9 t/ha am höchsten und bei der vergorenen Schweinegülle mit 4,3 t/ha am niedrigsten war. Betrachtet man den C-Bedarf zur Erhöhung des C_{org}-Gehaltes um 0,1 %, zeigt sich ein entgegengesetztes Bild (Abb. 3). Zum Aufbau vergleichbarer Humusgehalte im Boden sind geringere C-Zufuhren über Gärreste als über Gülle erforderlich. Dieser Zusammenhang deutet auf die größere Abbaustabilität des Kohlenstoffs des Gärrestes hin und erfordert eine sorgfältige Prüfung der Humuswirkung auch auf anderen Standorten.

4.4 Humuswirkung in den Feldversuchen

In den Feldversuchen zeigt sich nach 4 Jahren Versuchslaufzeit eine differenzierte Entwicklung der C_{org}-Gehalte im Boden. Während in Dornburg noch keine signifikante Wirkung der unterschiedlichen Düngung auf den C_{org}-Gehalt nachweisbar ist, liegt in Bad Salzungen eine beginnende Differenzierung vor (Tab. 7). Die Applikation des trockensubstanzarmen Gärrestes aus der Speiserestverwertung mit sehr niedrigen C-Frachten hat nur zu einer geringen C-Anreicherung im Boden geführt, während sowohl die unvergorene Rindergülle als auch der Gärrest aus Rindergülle eine deutlich stärkere Erhöhung bewirkt haben. Die zusätzliche mineralische N-Düngung hatte einen zusätzlichen Effekt auf den C-Gehalt. Eine vergleichbare Wirkung der mineralischen N-Düngung auf den Humusgehalt des Bodens wurde in einem Dauerdüngungsversuch (Zorn und Schröter 2010) festgestellt.

Tab. 7: C_{org}-Gehalte im Boden nach 4 Jahren Versuchslaufzeit in Abhängigkeit von der Gülle und Gärrestdüngung (Feldversuch Bad Salzungen)

Düngung	C_{org} %
Ohne org. Düngung, KAS	0,79 – 0,81
Gärrest SPR	0,83
Gärrest SPR + KAS	0,82
Rindergülle	0,89
Rindergülle + KAS	0,94
Gärrest (Rindergülle)	0,88
Gärrest (Rindergülle) + KAS	0,93

4.5 Wirkung der Gärrestdüngung auf den pH-Wert des Bodens

Für eine erste Bewertung der Wirkung langjähriger Gärrest- und Gülledüngung auf die Bodenreaktion können die Ergebnisse des Feldversuches in Bad Salzungen herangezogen werden (Tab. 8). Nach 3 Jahren Versuchslaufzeit führte die Düngung von Kalkammonsalpeter zu einem geringen Abfall des Boden-pH-Wertes. Der Gärrest aus der Speiserestver-

wertung verursachte keine signifikante pH-Wertänderung, die Düngung der Rindergülle und der Gärreste aus Rindergülle führte zu einem tendenziellen Anstieg des pH-Wertes im Boden. Eine versauernde Wirkung mehrjähriger Gärrestdüngung ist demnach nicht festzustellen.

Tab. 8: Entwicklung des Boden-pH-Wertes im Feldversuch Bad Salzungen

Düngung	Vor Versuchsbeginn	2009	2010	2011
Ohne N	5,6	5,6	5,7	5,7
Kalkammonsalpeter	5,6	5,3	5,3	5,3
Gärrest (SPR)	5,7	5,5	5,5	5,6
Gärrest (Rindergülle)	5,5	5,7	5,7	5,8
Rindergülle	5,5	5,7	5,7	5,8

5 Fazit und Schlussfolgerungen

Gärreste stellen wichtige Düngemittel für den Ackerbau dar. Hohe Ammoniumgehalte und pH-Werte erhöhen einerseits das Potenzial für Ammoniakverluste in die Umwelt. Andererseits ist bei verlustarmer Gärrestausbringung im Rahmen der guten fachlichen Praxis eine effiziente Verwertung der Nährstoffe möglich. Gärreste aus der Biogaserzeugung können entsprechend dem betrieblichen Nährstoffbedarf gut im Ackerbau verwertet werden und mineralische N-Dünger ersetzen. Voraussetzung dafür ist ein zeitlich und mengenmäßig optimierter Einsatz zu Kulturen mit entsprechendem N-Bedarf. Das N-Mineraldüngeräquivalent der Gärreste korreliert mit dem Ammoniumgehalt. Zur Düngeplanung sind regelmäßig Gärrestanalysen durchzuführen (auch NH_4-N-Gehalt). Der P- und K-Gehalt der Gärreste ist mittelfristig zu 100 % pflanzenverfügbar. Deshalb sollten Gärreste gezielt auch auf Flächen mit P- und K-Düngebedarf eingesetzt werden. Anhand der vorliegenden Ergebnisse ergeben sich Hinweise auf eine nicht zu unterschätzende Abbaustabilität des Gärrestkohlenstoffs nach Ausbringung im Boden. Zu beachten sind die geringen C-Frachten beim Einsatz trockensubstanzarmer Gärreste. Weitere Untersuchungen zur Humusdynamik sind dringend erforderlich. Die langjährige Anwendung von Gärresten im Ackerbau hat bisher zu keiner Verschlechterung der Bodenfruchtbarkeit wie Versauerung oder Verschlämmung geführt.

Literatur

Zorn, W.; Heß, H.; Albert, E.; Kolbe, H.; Kerschberger, M.; Franke, G. (2007): Düngung in Thüringen 2007 nach Guter fachlicher Praxis. Schriftenreihe der Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft, Heft 7

Zorn, W.; Schröter, H. (2010): Wirkung differenzierter organisch-mineralischer Düngung auf Ertrag, N-Bilanz und Humusgehalt im Boden im Dauerdüngungsversuch Bad Salzungen nach 43 Jahren. VDLUFA-Schriftenreihe Band 66/2010, Kongressband 2010, VDLUFA-Verlag, Darmstadt, S. 236–244

Effizienter Einsatz von Biogasgärresten

Matthias Wendland, Fabian Lichti

1 Einführung

Die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie seine Novellierungen haben einen Boom beim Bau von Biogasanlagen ausgelöst. Nach der Biogas Betreiberdatenbank Bayern (BBD) der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft wurden in Bayern bis Ende 2012 2 294 Biogasanlagen mit einer Nennleistung von ca. 700 MW_{el} errichtet. Im Bundesgebiet standen zum gleichen Zeitpunkt ca. 7 500 Anlagen mit ca. 3 200 MW_{el}. In diesen Anlagen fallen jährlich ca. 82 Millionen Kubikmeter Biogasgärrest mit etwa 416 000 t Stickstoff und 162 000 t Phosphat an. Diese Nährstoffmengen gilt es, effizient nach den Regeln der guten fachlichen Praxis unter Minimierung eines Umweltrisikos wieder an die Pflanzenwurzeln zu bringen. Das gelingt nur bei Kenntnis der Nährstoffgehalte und der wichtigsten Eigenschaften der Biogasgärreste und einem vertieften Verständnis für Nährstoffkreisläufe. Die dargestellten Ergebnisse wurden in mehrjährigen Feldversuchen auf verschiedenen Standorten gewonnen.

2 Nährstoffgehalte in Biogasgärresten

Die Nährstoffgehalte in Biogasgärresten unterliegen in Abhängigkeit von den Eingangssubstraten, deren Trockensubstanzgehalt (TS-Gehalt), dem Anteil an der Gesamtration und den unterschiedlichen Gärbedingungen großen Schwankungen (Tab. 1). Für eine sinnvolle Düngeplanung ist es daher notwendig, die Gärreste bei jedem Hauptausbringungstermin zu untersuchen. Eine repräsentative Probenahme des Biogasgärrestes aus hinreichend aufgerührtem beziehungsweise homogenisiertem Endlager ist hierfür Grundvoraussetzung.

Tab. 1: Durchschnittliche Nährstoffgehalte in Biogasgärresten (eigene Untersuchungen)

	TS-Gehalt %	N_t kg/m³	NH_4 kg/m³	% des N_t	P_2O_5 kg/m³	K_2O kg/m³
∅	6,5	5,1	3,2	63	2,3	5,5
Min.	2,9	2,4	1,4	58	0,9	2,0
Max.	13,2	9,1	6,8	75	6,0	10,9

Die Nährstoffgehalte variieren jedoch nicht nur zwischen verschiedenen Anlagen, sondern können auch innerhalb einer Anlage stärkeren Schwankungen unterworfen sein. Bei Untersuchungen der Biogasgärreste zweier Biogasanlagen über den Untersuchungszeitraum von 4 Jahren zeigten sich relativ große Schwankungen der Stickstoffgehalte im Biogasgärrest. Eine konstante Ausbringungsmenge von 30 m^3 Biogasgärrest/ha würde unter Annahme der gemessenen Nährstoffvariabilität einer Düngermenge zwischen 105–174 kg N_t/ha (Abb. 1) bei Anlage A beziehungsweise 108–145 kg N_t/ha bei Anlage B entsprechen. Diese Werte verdeutlichen die Notwendigkeit, laufende Nährstoffuntersuchungen durchzuführen.

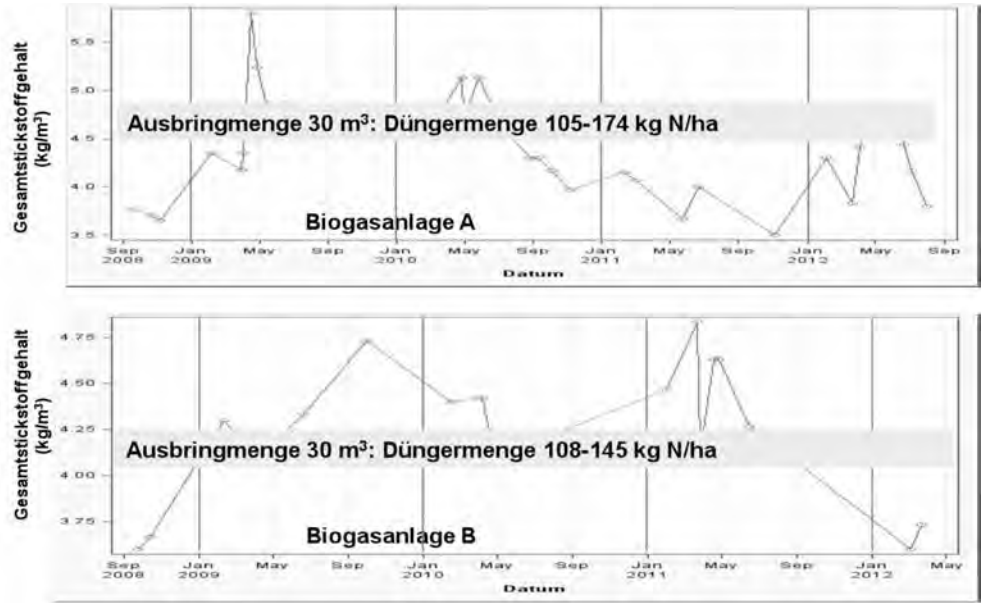


Abb. 1: Variabilität des Gesamtstickstoffgehaltes des Gärrestes zweier Anlagen über den Betrachtungszeitraum von 4 Jahren (eigene Untersuchungen)

3 Eigenschaften von Biogasgärresten

Durch den Vergärungsprozess verändern sich einige Eigenschaften der Gärreste im Vergleich z. B. zu unvergorener Rindergülle. Eine wesentliche Änderung ist die Zunahme des pH-Wertes (Abb. 2). Dieser nimmt von Rindergülle (pH-Wert ca. 7) über vergorene Gärreste (pH-Werte ca. 8) bis pH-Wert 9 bei separierten festen Gärresten zu. Im Zusammenhang mit den üblicherweise hohen Ammoniumstickstoffgehalten von 60–70 % in Gärresten beziehungsweise 40–50 % in den festen separierten Fraktionen ergibt sich daraus ein großes Risiko für Ammoniakverluste während der Lagerung und Ausbrin-

gung. In Testversuchen an abgelagertem separiertem Biogasgärrest wurden in der äußeren Schicht bereits nach 17 Tagen Lagerzeit nur noch etwa 30 % des Ausgangsgehaltes an Ammoniumstickstoff gefunden. Daher gilt es, den festen Gärrest so wenig wie möglich umzulagern. In der Folge muss auch der separierte feste Biogasgärrest rasch eingearbeitet werden, um den darin enthaltenen Ammoniumstickstoff vor gasförmigen Verlusten zu schützen.

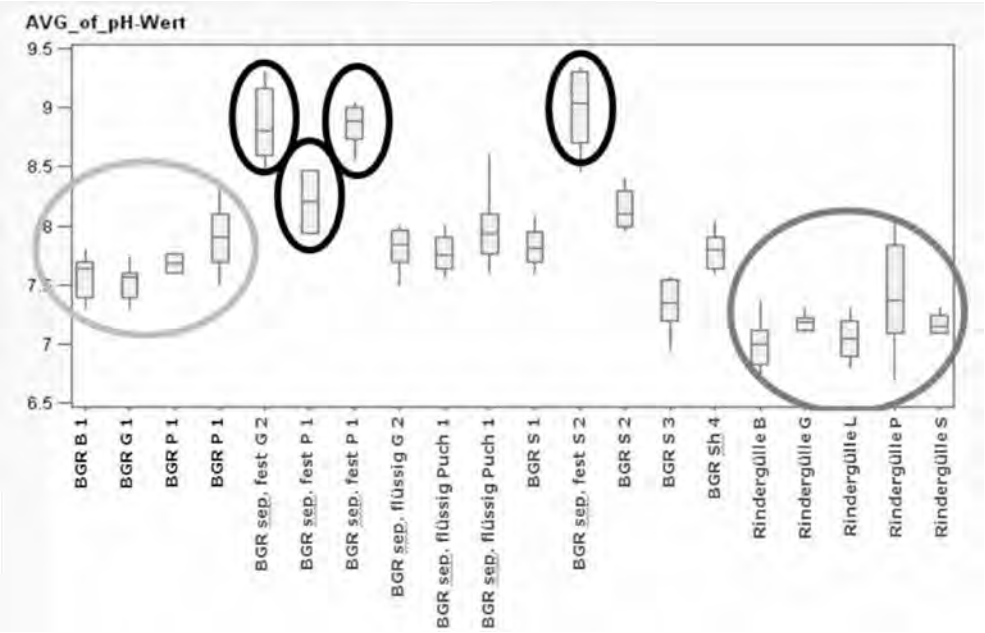


Abb. 2: pH-Werte von Rindergüllen, Biogasgärresten (BGR) und separierten festen Gärresten (BGR sep. fest) (eigene Untersuchungen)

4 Verlustarme Ausbringung

In einem von der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft 2009 begonnenen dreijährigen Versuch wurde zu den Ackerkulturen Wintertriticale-Ganzpflanzensilage, Silomais und Winterweizen die Wirkung der Ausbringungstechniken Breitverteilung, Schleppschlauch und Schleppschuh und sofortige Einarbeitung (Silomais) auf Ertrag und Qualität der geernteten Fruchtart geprüft. Während die bisher meist übliche Breitverteilung zunehmend durch Schleppschläuche ersetzt wird, geht insbesondere in Biogasbetrieben mit hohen jährlichen Ausbringmengen der Trend zu effektiveren Techniken wie Schleppschuhen oder Injektionsgeräten (Lichti et al. 2012b).

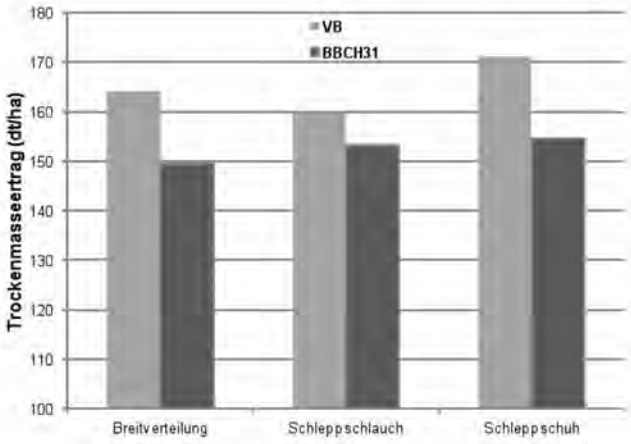


Abb. 3: Trockenmasseertrag beim Einsatz der Ausbringungstechniken Breitverteilung, Schleppschlauch und Schleppschuh des mit Biogasgärrest gedüngten Wintertriticale-GPS (Versuchsstandort Puch 2009–2011)

Wie aus Abbildung 3 hervorgeht, konnte durch den Einsatz der bodennahen Ausbringung mit Schleppschuhen gegenüber einer Breitverteilung eine Steigerung des Trockenmasseertrages um ca. 4 % erreicht werden (nicht signifikant). Die Ausbringung erfolgte zu den Terminen Vegetationsbeginn (VB) und im 1-Knoten-Stadium (BBCH 31) der Wintertriticale-GPS. Durch den Einsatz von Schleppschläuchen konnte gegenüber der verwendeten Breitverteilung keine Steigerung im Ertrag festgestellt werden. An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass die verwendete Breitverteilung über ein Leitblech erfolgte, wovon der Biogasgärrest direkt in den Pflanzenbestand abtropft. Die

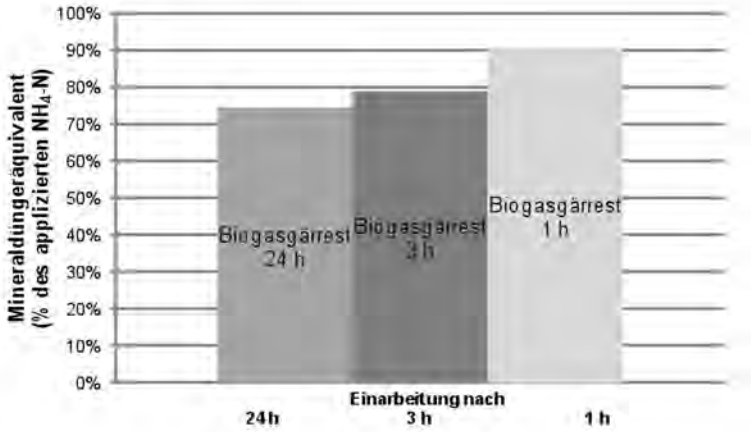


Abb. 4: Mineraldüngeräquivalent in % des ausgebrachten NH_4-N zu Silomais (Versuchsstandorte Puch 2009–2011, Bayreuth 2009–2011)

Flugphase wird dadurch sehr kurz gehalten und entspricht eher einer bodennahen Breitverteilung, die nicht mit herkömmlicher Breitverteilertechnik in der Praxis vergleichbar ist. Die Ertragsvorteile durch Schleppschlauch oder Schleppschuh gegenüber einer praxisüblichen Breitverteilung würden deutlicher ausfallen, sind in Exaktversuchen aber nur schwer abzugreifen.

In den Versuchen zu Silomais wurde Biogasgärrest mit dem bereits beschriebenen Breitverteiler ausgebracht und unmittelbar, nach 3 Stunden und nach 24 Stunden mit einer Kreiselegge eingearbeitet. Mit der unmittelbaren Einarbeitung ließ sich das Mineraldüngeräquivalent von 74 % bei einer Einarbeitung nach 24 Stunden auf 91 % steigern, die Einarbeitung nach 3 Stunden nahm, wie zu erwarten, mit 79 % eine Mittelstellung ein (Abb. 4) (Lichti et al. 2013c).

5 Nährstoffwirkung von Biogasgärresten

Die Wirkung von Biogasgärresten lässt sich sehr gut anhand von Mineraldüngeräquivalenten (MDÄ) beurteilen. Diese geben prozentual an, mit welcher Menge mineralischen Stickstoffs derselbe Ertrag erzielt werden kann wie durch eine organische Düngung. Die MDÄ der aktuellen Versuchsserie sind in Abbildung 5 dargestellt. Die Gärreste, die zu einer Fruchtfolge aus Silomais und Wintertriticale-GPS mit Weidelgras als Folgefrucht ausgebracht wurden, erzielten im Mittel der 4 Standorte und Jahre (2009–2011) ein NH_4-N-MDÄ von 73 %. Rindergülle erreichte ein etwas geringeres NH_4-N-MDÄ von 63 %. Das

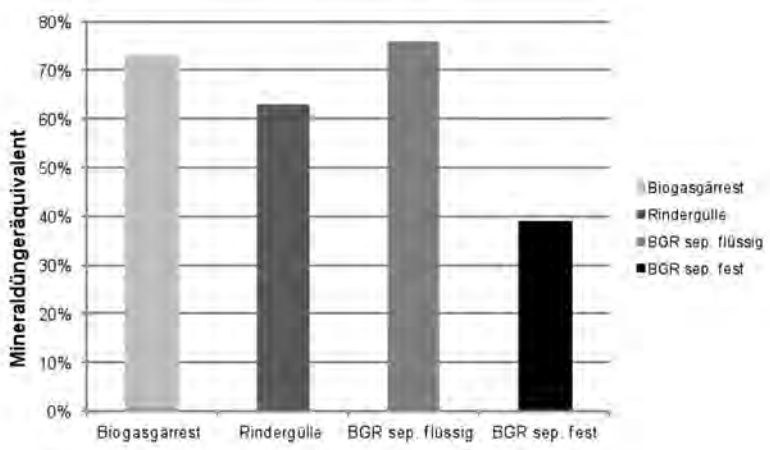


Abb. 5: Mineraldüngeräquivalente von unbehandeltem Biogasgärrest, separiertem Biogasgärrest und Rindergülle im Mittel der 4 Versuchsstandorte und Jahre (2009–2011) bezogen auf den Ammoniumgehalt (NH_4-N)

MDÄ änderte sich deutlich, wenn der Biogasgärrest mittels Pressschneckenseparatoren in eine flüssige und eine feste Phase getrennt wurde (Lichti et al. 2012a). Während die durch deutlich niedrigere TS-Gehalte gekennzeichnete flüssige Phase (mittlerer TS-Gehalt in den Versuchen 5,6 %) ein etwas höheres NH_4-N-MDÄ von 76 % aufwies, sank das NH_4-N-MDÄ der festen Phase auf 39 %.

Tab. 2: Gerundete Mineraldüngeräquivalente von unbehandeltem Biogasgärrest, separiertem Biogasgärrest und Rindergülle bei verschiedenen Kulturen im Mittel der 4 Versuchsstandorte und Jahre (2009–2011) bezogen auf den Ammoniumgehalt (NH_4-N)

Organischer Dünger	Einheit	Wintergetreide MDÄ (NH_4-N)	Silomais MDÄ (NH_4-N)
Biogasgärrest (BGR)	%	60	90
Rindergülle	%	50	70
BGR sep. flüssig	%	70	90
BGR sep. fest	%	40	30

Tabelle 2 zeigt die unterschiedlichen MDÄ bei verschiedenen Kulturarten. Die in den Versuchen ausgebrachten Gärrestmengen entsprachen in etwa einer vollständigen Rückführung der in einer Biogasfruchtfolge je Flächeneinheit anfallenden Nährstoffe (Lichti und Wendland 2012). Die Ausbringung bei Wintergetreide erfolgte mit dem Schleppschlauch, bei Silomais wurde die Einarbeitung innerhalb einer Stunde vollzogen. Silomais verwertet die organischen Dünger auch aufgrund seiner langen Vegetationszeit besser als Wintergetreide. Das sollte jedoch nicht zu einer extremen Erhöhung der organischen Düngung bei Silomais führen, da das MDÄ bei zu hohen organischen Düngermengen abnimmt. Mit diesen Zahlen ist es Landwirten möglich, eine gezielte Düngeplanung durchzuführen. Dabei sollte immer eine mineralische Ergänzung eingeplant werden (Lichti et al. 2012b).

6 Einsatz von Stickstoffinhibitoren

Sehr oft wird die Frage gestellt, ob die Nährstoffeffizienz von Biogasgärresten durch die Zugabe von Nitrifikationshemmstoffen (NI) verbessert werden kann. In unseren Versuchen wurde Biogasgärrest mit den Nitrifikationsinhibitoren PIADIN® (1H-1,2,4-Triazol und 3-Methylpyrazol; Fa. skw Stickstoffwerke Piesteritz GmbH) und ENTEC flüssig® (3,4-Dimethylpyrazolphosphat; Fa. COMPO GmbH & Co. KG) ausgebracht. Die applizierte Menge Gärrest entsprach immer einer Menge von 120 kg NH_4-N. Bei der Herbstausbringung wurden 40 kg NH_4-N im Herbst, der Rest im Frühjahr ausgebracht.

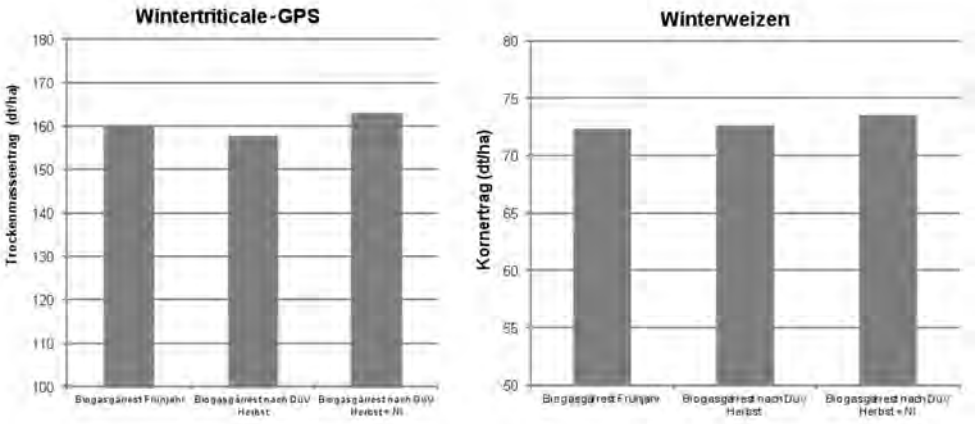


Abb. 6: Ergebnisse einer Herbstdüngung zu Wintertriticale-GPS und Winterweizen mit und ohne N-Inhibitoren

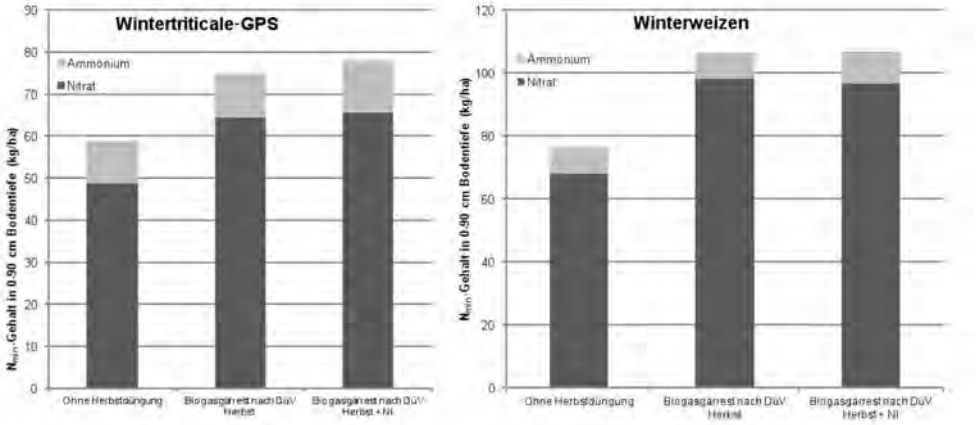


Abb. 7: N_{min}-Bodengehalte im November einer bis dahin ungedüngten Parzelle sowie der im Herbst mit Biogasgärrest gedüngten Parzellen

Bei der Zugabe von Inhibitoren im Frühjahr zu Vegetationsbeginn des Getreides zeigten sich keine signifikanten Unterschiede zu den Varianten ohne Inhibitoren; in der Tendenz wurden eher niedrigere Erträge erzielt.

Eine teilweise Verlagerung der Frühjahrsdüngung mit Biogasgärrest in den Herbst bei Wintertriticale und Winterweizen blieb ertragsneutral. Auch hier konnten durch den Einsatz von Inhibitoren keine Vorteile erzielt werden (Abb. 6). Im Fall einer Stickstoffdüngung im Herbst muss jedoch von einem erhöhten Risiko der Stickstoffverlagerung aus dem pflanzenverfügbaren Bodenhorizont ausgegangen werden. Mithilfe von N_{min}-Bodenproben im November kann das Risiko einer Stickstoffverlagerung in der vegetationslosen Zeit eingeschätzt werden. Die N_{min}-Gehalte zeigten zu diesem Zeitpunkt auf

allen gedüngten Parzellen um etwa 20 kg N/ha höhere, über die Wintermonate auswaschungsgefährdete, Stickstoffgehalte an (Abb. 7). Von einer Herbstdüngung sollte daher grundsätzlich abgesehen und die Möglichkeiten einer bedarfsnahen Frühjahrsdüngung möglichst ausgereizt werden (Lichti et al. 2012d).

Silomais hat seinen höchsten Stickstoffbedarf erst in den Monaten Juni/Juli. Daher könnte es sich lohnen, durch den Einsatz von Inhibitoren den meist vor der Saat über Biogasgärrest applizierten Ammoniumstickstoff länger in dieser Form im Boden zu halten. Das gilt besonders für die Ausnahmefälle, in denen die organische Düngung bereits mehrere Wochen vor der Saat erfolgen soll. In den Versuchen wurde der Biogasgärrest daher sowohl kurz vor der Saat Ende April als auch ca. einen Monat vorher Mitte bis Ende März jeweils mit und ohne NI-Zugabe appliziert. Die Aufwandmenge betrug ca. 120 kg NH_4-N/ha. Während die Ausbringung von Biogasgärrest mit NI vor der Saat keine Ertragsvorteile brachte (Abb. 8), konnte bei der frühen Ausbringung von Biogasgärrest mit NI gegenüber Biogasgärrest ohne NI eine leichte Ertragszunahme festgestellt werden. Keiner dieser Effekte konnte jedoch statistisch signifikant abgesichert werden. Da

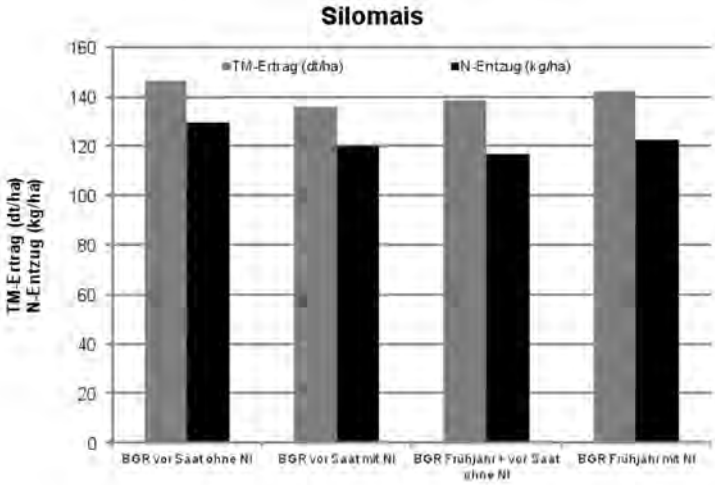


Abb. 8: Trockenmasseertrag und Stickstoffentzug verschiedener Varianten der Biogasgärrestdüngung vor Silomais mit Nitrifikationsinhibitoren

die Düngung mit Biogasgärrest im März ohne NI-Zugabe nur in halber Aufwandmenge erfolgte – die restliche Menge wurde zur Saat appliziert – kann davon ausgegangen werden, dass der Ertragsrückgang bei kompletter Aufwandmenge ohne NI im zeitigen Frühjahr deutlicher ausgefallen wäre.

7 Fazit

- Die Nährstoffgehalte von Gärresten unterliegen starken Schwankungen und erfordern regelmäßige Untersuchungen.
- Im Durchschnitt liegen 65 % des Stickstoffs in der Ammoniumform vor.
- Das Mineraldüngeräquivalent von Gärresten hängt von den Kulturarten, den spezifischen Standortbedingungen, der Jahreswitterung und den Einsatzbedingungen ab.
- Ausbringungstechniken, die ein rasches Infiltrieren des Biogasgärrests in den Boden begünstigen, erhöhen dessen Stickstoffwirkung.
- Silomais kann Biogasgärreste gut verwerten und ermöglicht eine sofortige Einarbeitung nach der Ausbringung.
- Eine mineralische Ergänzungsdüngung ist notwendig, um ein hohes Ertragsniveau zu gewährleisten.
- Die Zugabe von Nitrifikationsinhibitoren kann die Nährstoffeffizienz nur in seltenen Fällen verbessern.

Literatur

Lichti, F. Wendland, M.; Schmidhalter, U.; Offenberger, K. (2012a): Die Nährstoffwirkung von Biogasgärresten. Die Düngung mit Biogasgärresten. 10. Kulturlandschaftstag am 15.11.2012 in Weichering, Tagungsband, LfL-Schriftenreihe 11/2012, Freising, S. 17–20

Lichti, F.; Wendland, M.; Offenberger, K. (2012b): Biogasgärreste effektiv einsetzen. Bayerisches Landwirtschaftliches Wochenblatt, Ausg. 47, Deutscher Landwirtschaftsverlag, München, S. 42–43

Lichti, F.; Wendland, M.; Schägger, M. (2012c): Biogasgärreste verlustarm ausbringen. Bayerisches Landwirtschaftliches Wochenblatt, Ausg. 48, Deutscher Landwirtschaftsverlag, München, S. 52–53

Lichti, F.; Wendland, M.; Offenberger, K. (2012d): Biogasgülle im Herbst düngen? Bayerisches Landwirtschaftliches Wochenblatt, Ausg. 49, Deutscher Landwirtschaftsverlag, München, S. 44–45

Lichti, F.; Wendland, M. (2012): Die richtige Dosis macht's. Wie viel Biogasgärrest brauchen die Kulturen? Bayerisches Landwirtschaftliches Wochenblatt, Ausg. 50, Deutscher Landwirtschaftsverlag, München, S. 48–49

Neue Entwicklung bei der Aufbereitung von Gärprodukten

Marius Kerkering, Christof Wetter, Elmar Brügging

1 Zielsetzung der Aufbereitung von Gärprodukten

In Deutschland existiert aufgrund der unterschiedlichen Bedürfnisse an Nährstoffen, wie Phosphor und Stickstoff, im Pflanzenbau ein Markt für pflanzenverfügbare Düngemittel aus Wirtschaftsdüngern und insbesondere Gärresten. Biogasanlagen nutzen Wirtschaftsdünger als Input-Material und haben Wärmeenergie für eine Gärrestaufbereitung zu Düngemitteln zur Verfügung. Gerade die nicht genutzte Wärmeenergie von Biogasanlagen kann als sinnvolle und günstige Energiequelle einer Gärrestaufbereitung zu biogenen Düngemitteln dienen.

Die Vergärung von Wirtschaftsdüngern und weiteren Biogassubstraten führt durch den anaeroben, reduzierenden Abbau der organischen Substanz zu einer Mineralisierung der enthaltenen Nährstoffe. Diese Mineralisierung führt zu höherwertigeren, da pflanzenverfügbaren, Nährstoffformen. Hauptaugenmerk bei der Aufbereitung von Gärresten zu Düngemitteln liegt zunächst auf der Wasserabtrennung, da Gärreste üblicherweise einen Wasseranteil von mehr als 90 % haben und dies im Wesentlichen die Transportwürdigkeit beeinflusst. Ein weiterer Effekt der mechanischen Separation ist eine Teilstromaufteilung der Nährstoffe Stickstoff, Phosphor und Kalium. Dies ermöglicht eine spätere gezielte Mischung zu einem an dem Bedarf orientierten organischen Düngemittel.

Das Ziel der Gärrestaufbereitung ist es, Gärreste in eine für den Markt optimierte Handelsform zu überführen. Je nach erzielbaren Produktpreisen und Marktanforderungen sind verschieden tiefgehende Verfahren zur Gärrestaufbereitung denkbar. Dies kann so von der einfachen Separation über eine Stickstoffabtrennung im Filtrat bis hin zur vollständigen Aufbereitung mit einleitfähigen Flüssigkeiten gehen. Zusammenfassend können die etablierten Verfahrenstechniken in die folgenden Gruppen mit den dazugehörigen Auswirkungen auf die Gärreste und den enthaltenden Nährstoffen dargestellt werden (schematisch zusammengefasst in Abbildung 1).

- Separation, Entwässerung, Abtrennung von Stickstoff, insbesondere Ammonium-Stickstoff; Abtrennung von Phosphor
- Strippung, gezielte und weitreichende Abtrennung von Ammonium-Stickstoff
- Verdampfung, Aufkonzentrierung aller nichtflüchtigen Nährstoffe, Phosphor und Kalium
- Membranverfahren, Abtrennung von Partikeln und Nährstoffen, Aufbereitung bis Einleitfähigkeit

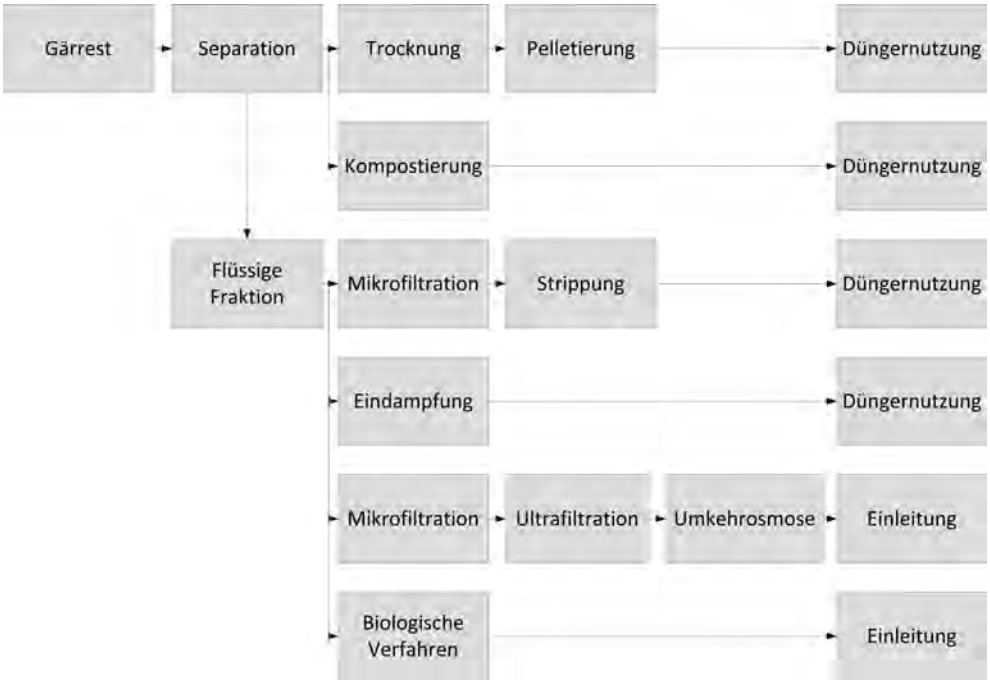


Abb. 1: Übersicht der Verfahren der Gärrestaufbereitung (Fuchs 2010, verändert)

2 Separationstechniken

Mithilfe von Separationstechnologien kann der Nährstoffüberschuss in Regionen mit hohen Viehdichten zu einem transportfähigen Wirtschaftsdünger verarbeitet werden. Es gilt, den Nährstoff- und Energiegehalt zu konzentrieren, um höhere Transportentfernungen zu ermöglichen. In den Veredelungsregionen könnten durch die Fraktionierung Emissionen reduziert und Regulierungsmöglichkeiten von Nähstoffüberschüssen geschaffen werden. Die erzeugten Produkte können zielgerichtet in Ackerbauregionen transportiert werden und senken dort die Kosten für den Ankauf von künstlich hergestellten Mineraldüngern. Somit wären Landwirte weniger von dem weltweiten Düngemittelmarkt abhängig und könnten die natürlichen Nährstoffkreisläufe effizienter nutzen.

Es gibt eine Vielzahl von Technologien zur Separation. Die Unterschiede liegen in der Anwendung von Schwerkraft, Druckkraft, Zentrifugalkraft und der Wirkung von Flockungsmitteln. Eine Auswahl verschiedener Techniken ist in Abbildung 2 dargestellt.

Die höchsten Abtrennleistungen von Feststoffen und spezifischer Nährstofftrennung weisen Technologien aus, die die Zentrifugalkraft nutzen. Beispiele sind Techniken der Firma Spaleck und Firma GEA Westfalia mit hohen Abtrennleistungen und hohen Mas-

sendurchsätzen. Es liegen hier hohe Anteile an konzentriertem Phosphor in der festen Fraktion vor. Der Ammoniumstickstoff in der dünnen Fraktion liegt bei hohen Abtrennleistungen höher als in der festen Fraktion. Bei Zentrifugen wirkt das Fliehkraftprinzip, und enthaltene Stoffe werden aufgrund ihrer Dichteeigenschaften separiert. Da Sande und mineralische Anteile eine im Vergleich zu den Inhaltsstoffen in der Gülle bezie-

Abbildung	Kennzahlen	Vor- und Nachteile
Bauer Seperator S855		http://www.bauer-at.com
	Prinzip: Pressschnecke Durchsatz: 25-30 m³/h Abscheidegrad: > 30 % TS Feststoffgehalt: Motorleistung: 5,5 / 7,5 kW_{el} Leistungsaufn.: ca. 4 kWh_{el}/m^3 Besonderheiten: TS-Gehalt wird über Gewichte eingestellt	+ robust + konstante Trennleistung - hoher Energieverbrauch
BD AGRO OptiSep		www.bd-agro.de
	Prinzip: Wendelfilter-Presse Durchsatz: 1 m³/h pro Filtersäule Abscheidegrad: 85-90 % Feststoffgehalt: ca. 30 % TS 10-15 % Motorleistung: je Filtersäule 0,55 kW Pumpe 0,75 kW Besonderheiten: Verteilrohr kann mit bis zu 4 Filtersäulen ausgerüstet werden	+ kein Einsatz von Flockmitteln nötig + Abreinigung der Filterinnenseiten durch Rotation der Wendel + niedriger Energieverbrauch
FAN Fan Separator		www.fan-separator.de
	Prinzip: Pressschnecke Durchsatz: bis zu 2 m³/h Abscheidegrad: Feststoffgehalt: 30 % TS Anschlussleistung: Leistungsaufn.: Besonderheiten:	+ kontinuierliche Reinigung des Siebes duch die Schnecke + Wartungsfreundlich + geringer Energieverbrauch
Börger Bioselect		www.boerger.de
	Prinzip: Druckfilterpresse Durchsatz: 10-60 m³/h Abscheidegrad: 20-30 % TS Feststoffgehalt: 25 % TS Zuführpumpe: 5,5 kW_{el} Abführpumpe: 3 kW_{el} Leistungsaufn.: Schweinegülle: 0,25 kWh_{el}/t Rohg. Rindergülle: 0,4 kWh_{el}/t Rohg. Preis: ca. 41.000 €	+ geringer Energiebedarf - großer Platzbedarf

Abb. 2: Vergleich verschiedener Separationstechniken

hungsweise dem Gärrest hohe Dichte besitzen, kommt es zu einer Anreicherung in der festen Fraktion. Nachteilig sind vergleichsweise hohe Investitionskosten.

Ein alternatives Verfahren hat die Firma Gyllex mit dem Chemieunternehmen Kemira entwickelt. Hier wird ein Pressschneckenseparator mit vorgeschaltetem Bandfilter genutzt. Die Gärreste werden vorher mit Fällungs- und Flockungsmitteln behandelt. Das System zeichnet sich durch vergleichsweise hohe Betriebskosten aber geringen Energieeinsatz aus. Die Abtrennleistung liegt unter der mit Zentrifugen erreichbaren Leistung und im Bereich üblicher Pressschneckenseparatoren.

Pressschnecken und Schwingsiebe erreichen nur niedrige Abtrennleistungen, und die Nährstoffe verbleiben im Vergleich mit anderen Technologien, wie z. B. Zentrifugen, vor allem in der flüssigen Phase. Ein Pressschneckenseparator fördert das zu entwässernde Substrat durch langsames Rotieren der Pressschnecke konisch gegen ein Loch- oder Stangensieb. Vorteilhaft bei Technologien wie der Pressschnecke sind der geringere Stromverbrauch und die selektivere Trennung der Nährstoffe. So konzentriert eine Technologie, die auf Zentrifugalkräften basiert, verhältnismäßig viele schwere Nährstoffe, wie Magnesium (MgO) und Calcium (CaO) in der festen Phase auf. Diese sind jedoch für die Düngewirkung weniger interessant und erhöhen zudem den Ascheanteil, der nachteilig für eine mögliche energetische Nutzung ist, sowohl in der Nutzung als Biogassubstrat als auch in der Verbrennung.

Im Vergleich dazu hat der Wendelfilter der Firma Klass-Filter GmbH eine geringe Abtrennleistung, jedoch kompakte Ausmaße und einen geringen Stromverbrauch. Eine Erhöhung der Durchsatzleistung durch parallelen Betrieb mehrerer Filtersäulen ist möglich. Es handelt sich um einen sogenannten Feinsiebunterdruckseparator, der für den kontinuierlichen Betrieb gedacht ist. Für eine kontinuierlich arbeitende Gärrestaufbereitung sind die Durchsatzleistungen aller untersuchten Technologien, mit Ausnahme des Wendelfilters, um ein Vielfaches höher ausgelegt, als Gärreste an einer üblichen Biogasanlage anfallen (Wetter 2010, 2012a).

3 Weitere Teilstromaufbereitung

Bei der Gärrestaufbereitung können verschiedene Wege zur Erzeugung von marktfähigen Düngemitteln gewählt werden. Üblich ist grundsätzlich zunächst die Separation zur Entwässerung der Gärreste. Hiernach sind verschiedenste Aufbereitungswege denkbar. Für eine bessere und gezieltere Vermarktung der in Separationen erzeugten Produkte, schließt sich so eine Veredelung dieser an. Für die feste Fraktion der Separierung kommt hier eine anschließende thermische Trocknung mit Pelletierung in Frage. Die Produkte

können vorwiegend als Phosphor- und Humusdünger verwendet werden. Die thermische Verwertung beziehungsweise Verbrennung ist möglich, aber nur im Einzelfall sinnvoll.

Die flüssige Fraktion der Separation kann durch ihren vergleichsweise hohen Ammoniak-Anteil mithilfe der Ammoniak-Strippung zu einem hochwertigen Ammoniumsulfat-Dünger verarbeitet werden. Möglich bei der Strippung ist die Verwendung von Dampf oder Luft als Strippgas. Hierbei wird die flüssige Fraktion der Separation erwärmt und über Füllkörperkolonnen oder vergleichbare technische Lösungen mit dem Austauschgas in Kontakt gebracht. Das enthaltene Ammonium gast als Ammoniak aus und wird vom Austauschgas aufgenommen, abgeführt und in einer weiteren Kolonne wieder sorbiert. Der übliche, weil wirtschaftlichste, Weg ist die Chemisorption an verdünnter Schwefelsäure. Abbildung 3 zeigt eine Darstellung verwendeter Füllkörper, deren Verschmutzung bei Nutzung von flüssigen Fraktionen sowie die mögliche Reinigung mit Wasser (Wetter 2012b).

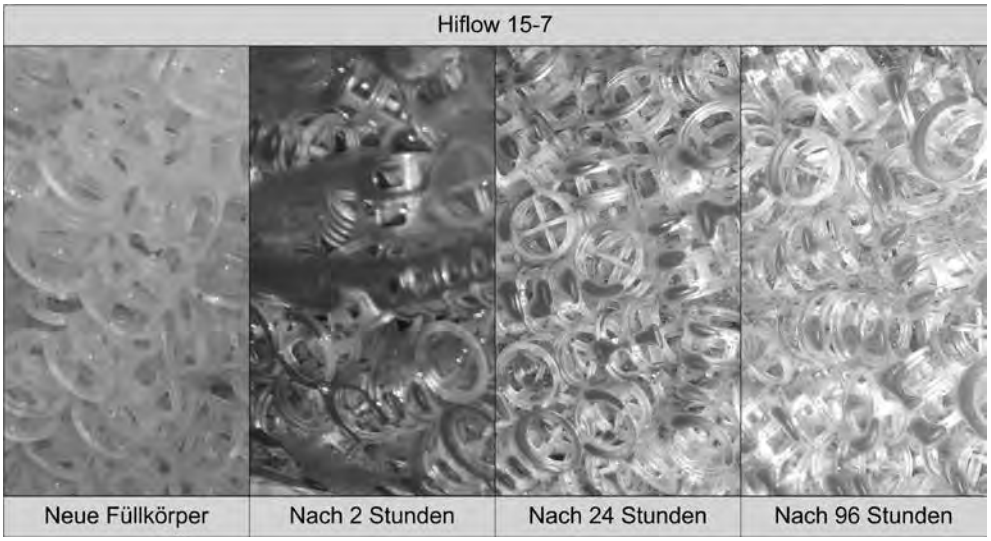


Abb. 3: Füllkörper und Ablagerungen in einer Versuchsanlage zur Strippung

Bekannte Verfahren existieren von der Gesellschaft für Nachhaltige Stoffnutzung mbH als sogenanntes ANAStrip-Verfahren. Hier wird anstatt technischer Schwefelsäure REA-Gips genutzt. Vergleichbare Verfahren werden auch von der Firma RVT Process Equipment GmbH angeboten. Diese finden vorwiegend Anwendung in der industriellen Abwasserreinigung.

Die weitgehend ammoniakfreie flüssige Fraktion nach Strippung eignet sich zur weiteren Eindampfung. Es wird hieraus ein Düngeprodukt erzeugt, dass reich an Kalium und

Mineralien ist. Eine bestehende Anlage ist beispielsweise an der Biogasanlage AMF Bioenergie Marxheim GmbH & Co. KG. Hier wird ein Filtrat nach einer groben Separation auf 50–70 °C erhitzt, angesäuert und in einer Vakuumanlage bis auf einen Trockenrückstand von rund 15 % aufkonzentriert. Das Kondensat wird mit rund 60 % als Vorfluter taugliches Wasser eingeleitet (Rehm 2013).

4 Vollaufbereitung

Ähnlich gelagert sind Verfahren zur Vollaufbereitung. Hier werden durch feiner arbeitende Separationsverfahren, wie Mikro- und Ultrafiltration, deutlich kleinere Partikel (unter 100 µm) abgetrennt. Das nahezu feststofffreie Filtrat enthält noch gelöste Nährstoffe, die durch eine Umkehrosmose in ein nährstoffreiches Starkwasser und ein einleitfähiges Schwachwasser überführt werden können.

Mit den erzeugten Produkten können durch gezielte Vermischung marktfähige Düngemittel hergestellt werden. Bekannte Anlagen sind von BD Blue mit der Vollaufbereitungsanlage MemFis sowie Anlagen in der Schweiz und den Niederlanden von der Firma Hottinger Prozess AG. Diese befinden sich allerdings in der Anwendung für Gärreste noch in der Erprobungsphase, laufen jedoch bereits mit Schweinegülle (Kerssens 2013).

5 Stand der Gärrestaufbereitung und Ausblick

Während die grobe Separation mit Pressschnecken an vielen Biogasanlagen bereits etabliert ist, sind weitergehende Verfahren zur Aufbereitung eher im Einzelfall anzutreffen. Meistens wird die Grobseparation verbunden mit einer Trocknungsanlage, die die feste Fraktion weiter aufkonzentriert und so Phosphor und organischen Stickstoff in eine transportwürdige Form überführt, eingesetzt. Verfahren, die auch die flüssige Fraktion weiter veredeln, wie Vakuumverdampfung oder Strippung, existieren derzeit genau wie vollaufbereitende Verfahren nur als Pilotanlagen. Der steigende Kostendruck, gerade in Veredelungsregionen, sowie der technische Fortschritt lassen in Zukunft allerdings auch anspruchsvollere Aufbereitungsverfahren erwarten.

Literatur

Wetter, C.; Brügging, E.; Kerkering, M. (2012a): Versuche mit dem Klass Wendelfilter im Projektteil IIB – Energieland Biores. INTEREG IV-A Projekt, Steinfurt

Wetter, C.; Brügging, E.; Kerkering, M. (2010): Einfluss des Trockensubstanz-Gehaltes im Feststoff von Schweinegülle auf den Abscheidegrad von Stickstoff und Phosphor sowie auf die Methangasproduktion bei Einsatz des Klass-Wendelfilters. Ergebnisbericht im Auftrag der Georg Klass Filtertechnik GmbH, Fachhochschule Münster, Steinfurt

Wetter, C.; Brügging, E.; Kerkering, M. (2012b): Vorwettbewerbliche Entwicklung einer Anlage zur Aufbereitung von Gärresten zu Düngemitteln. Verbundvorhaben mit der Bioconstruct GmbH, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie FKZ: KF2195501RH9, Fachhochschule Münster, Steinfurt

Fuchs, F.; Drosg, B. (2010): Technologiebewertung von Gärrestbehandlungs- und Verwertungskonzepten. Universität für Bodenkultur Wien, Tulln

Rehm, P. (2013): Aufwertung von Gärresten/Reduzierung von Kosten. Vortrag auf dem GGG-Fachseminar Flüssigaufbereitung von Gärprodukten, Rain am Lech

Kerssens, A. (2013): Vorstellung eines Verfahrens zur Gülle- und Gärproduktaufbereitung mit Membranfiltration. Vortrag auf dem GGG-Fachseminar Flüssigaufbereitung von Gärprodukten, Rain am Lech

Gesellschaftliche Akzeptanz von Biogasanlagen – Empfehlungen für die Praxis

Ulrike Ehrenstein, Sabine Strauch, Jan Hildebrand

Zusammenfassung

Trotz der allgemein hohen Akzeptanz regenerativer Energien bei der Bevölkerung in Deutschland gestaltet sich die Umsetzung der Energiewende häufig schwierig. Der Neubau von Anlagen zur regenerativen Energieerzeugung wird unter Umständen lokal von Protesten begleitet und in manchen Fällen sogar verhindert. Hiervon betroffen ist auch die Biogastechnologie.

Das Forschungsvorhaben „Imageanalyse und Imagewandel der Biogastechnologie“ wurde im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative mit dem Ziel gefördert, das Image der Biogastechnologie zu untersuchen und die dafür relevanten Einflussfaktoren zu identifizieren. Durch die Analyse gelungener und misslungener Implementierungsprozesse verschiedener Biogasanlagen sowie durch Interviews mit Vertretern der Branche konnte eine ganzheitliche und perspektivenübergreifende Untersuchung realisiert werden. Anhand der empirisch ermittelten Daten wurden sowohl positive Faktoren als auch Konfliktpunkte und deren Bewältigungspotenziale herausgearbeitet.

Die Forschungsergebnisse des Projekts mündeten in Handlungsempfehlungen, die dazu beitragen sollen, akzeptable Lösungen für den weiteren Ausbau der Biogastechnologie zu entwickeln. Diese umfassen sowohl Maßnahmen im technischen Bereich als auch Kommunikationsstrategien. Sie ermöglichen den beteiligten Akteuren ein konstruktives Agieren innerhalb des „Spannungsfeldes Biogastechnologie“ (Abb. 1). Durch

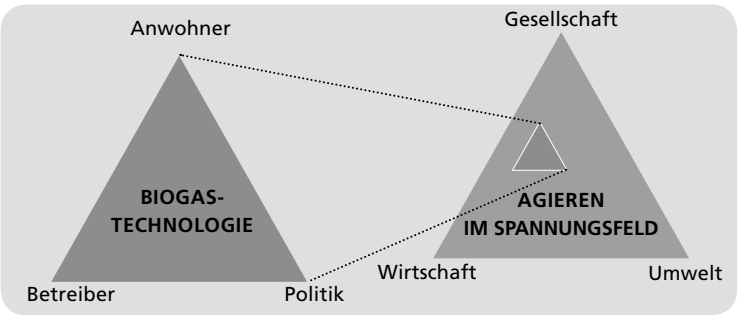


Abb. 1: Spannungsfeld Biogastechnologie

die interdisziplinäre Zusammenarbeit von sozialwissenschaftlichen und ingenieurtechnischen Wissenschaftlern konnten die Fragestellungen ausgewogen, sich ergänzend und dadurch umfassend bearbeitet werden.

1 Zielsetzung

Im Zuge des verstärkten Ausbaus der Erneuerbaren Energien in den vergangenen 20 Jahren gerät in jüngster Zeit auch die Relevanz der Akzeptanz dieser neuen Technologien in Deutschland zunehmend in den Blickpunkt. Im Rahmen des Projektes sollten das Image und die Akzeptanz der Biogastechnologie in Deutschland analysiert und die für das Ansehen der Technologie relevanten Einflussfaktoren identifiziert werden. Ziel des Vorhabens war es, die Projektergebnisse in konkrete Handlungsempfehlungen für Praxisakteure zu überführen, um so eine Grundlage für die konstruktive Weiterentwicklung und den Ausbau der Technologie abzuleiten.

2 Datenerhebungen

Die Projektbearbeitung basierte auf einem vierstufigen Prozess (Abb. 2) unter Berücksichtigung verschiedener Akteursebenen. Nach einer ersten Sondierung möglicher Einflussfaktoren erfolgten umfangreiche fragebogengebundene Datenerhebungen auf Anwohner- und Betreiberebene. Planer und Hersteller von Biogasanlagen wurden hinsichtlich ihrer Erfahrungen und Einschätzungen befragt. Zusätzliche Experteninterviews er-

Abb. 2: Vierstufiger Prozess der Projektbearbeitung

gänzten die Datenaufnahme. Die aus der Datenanalyse gewonnenen Erkenntnisse bildeten die Grundlage für vertiefende Diskussionen in mehreren Workshops.

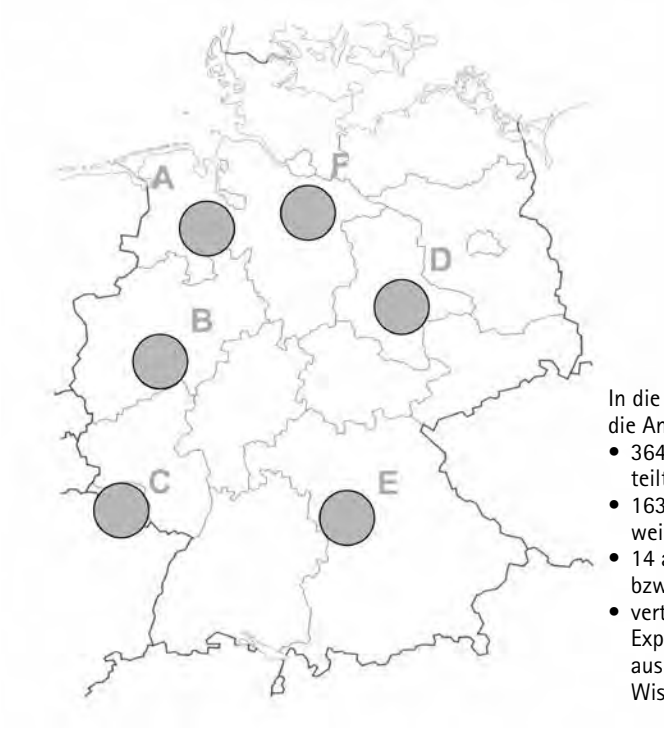
Die Bearbeitung des Vorhabens wurde von konkreten Fragestellungen im Hinblick auf die akzeptanzrelevanten Einflussfaktoren geleitet. In einer ersten Einteilung wurden 3 Ebenen unterschieden, die für die Bildung des Images der Biogastechnologie relevant erschienen: allgemeine Imagefaktoren, regionalspezifische Unterschiede sowie Akteursunterschiede (Tab. 1). Mit diesen Ebenen sind Fragestellungen verbunden, die Einfluss auf das methodische Vorgehen (Fragebogenkonstruktion, Stichprobenauswahl) im Verlauf der Projektarbeit genommen haben.

Tab. 1: Akzeptanzrelevante Einflussfaktoren

Allgemeine Imagefaktoren	Regionalspezifische Unterschiede	Akteursunterschiede
Sichtbarkeit und Größe der Anlage	Einfluss bestehender landwirtschaftlicher Strukturen	Bild der Biogastechnologie in der Bevölkerung
Standortwahl	Betrachtung möglicher Nord-Süd- oder Ost-West-Unterschiede	Einfluss der Betreiber von Biogasanlagen
Emissionen (Geruch und Lärm; Verkehrszunahme durch Substrattransport)	Situation in Biogas-Ballungsgebieten	Rolle der Planer und Hersteller von Biogasanlagen
Substratwahl		Positionen von Interessensverbänden
Wissen über Biogastechnologie (technische Abläufe, Anlagenbetrieb, rechtliche Rahmenbedingungen)		Image der Bioenergie auf Ebene verschiedener Akteursgruppen (z. B. Naturschutz, Jägerschaft)
Bewertung des Planungsprozesses hinsichtlich Fairness und Informationsgüte		Rolle politischer Entscheidungsträger
Zusätzliche Einflussfaktoren		Weitere relevante Akteure (z. B. Genehmigungsbehörden, Raumplanung)

Für das Projekt wurden 3 Fragebogenvarianten erstellt: eine Anwohner-, eine Betreiber- sowie eine Herstellerversion. Ein Großteil der Fragen in den Fragebögen war durch Ankreuzen auf einer Skala von 1 („trifft gar nicht zu“) bis 5 („trifft voll zu“) zu beantworten. Eine weitere Gruppe von Fragen waren die semantischen Differenziale, die dazu dienten, die mit Biogasanlagen assoziierten Begriffe näher zu bestimmen, z. B. ob Biogasanlagen als eher industriell oder als ländlich angesehen werden. Um den befragten Akteuren auch Gelegenheit zu geben, ihren persönlichen Standpunkt zu präzisieren, wurden zusätzlich offene Fragestellungen eingebaut, die durch eigene Anmerkungen frei zu beantworten waren. In diesem Bereich waren erfragte Themen z. B. Vor- und Nachteile der Bioenergienutzung in der Befragungsregion, Vor- und Nachteile der Standortwahl,

Annahmen über Vergärungsstoffe und Gesundheitsaspekte sowie sonstige Anmerkungen zum Thema Bioenergienutzung.



In die Datenanalyse eingeflossen sind die Antworten aus:

- 364 ausgefüllten von 2 401 ausgeteilten Anwohnerfragebögen
- 163 ausgefüllten von 1 000 bundesweit versandten Betreiberfragebögen
- 14 ausgefüllten Herstellerfragebögen bzw. durchgeführten Interviews
- vertiefenden Erkenntnissen aus 12 Expertengesprächen mit Vertretern aus den Bereichen Kommunalpolitik, Wissenschaft, Journalismus

Abb. 3: Regionen der 6 Anwohnerbefragungen

Für die Anwohnerbefragungen mussten geeignete Standorte ausgewählt werden. Die in die Befragungen einbezogenen 6 Untersuchungsregionen befinden sich in verschiedenen Bundesländern und unterscheiden sich hinsichtlich charakteristischer Merkmale, wie z. B. der Bewirtschaftung oder der Biogasanlagendichte (Abb. 3). Ein bewusster Schwerpunkt innerhalb der Datenerhebungen wurde auf Regionen mit Abfallvergärungsanlagen gelegt.

3 Ergebnisse

Die Auswertung der Befragungen, Interviews und Workshops verdeutlicht, dass die Diskussionen um die Biogastechnologie in Deutschland vielschichtig geführt werden (Abb. 4). Die Diskussionspunkte erstrecken sich dabei auf der einen Seite von Sicher-

heitsaspekten über das Landschaftsbild und die Flächennutzung bis hin zur Nutzung der Anbauprodukte und den Nährstoffkreisläufen. Auf der anderen Seite werden wirtschaftliche Aspekte der Biogasnutzung diskutiert. Das Beispiel der Wärmenutzung zeigt dabei die enge Verbindung von Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit.

Abb. 4: Vielschichtige Diskussionen um die Einflüsse der Biogastechnologie

Die befragten Anwohner von Biogasanlagen halten die Biogastechnologie überwiegend für eine geeignete Form der Energiegewinnung (Abb. 5).

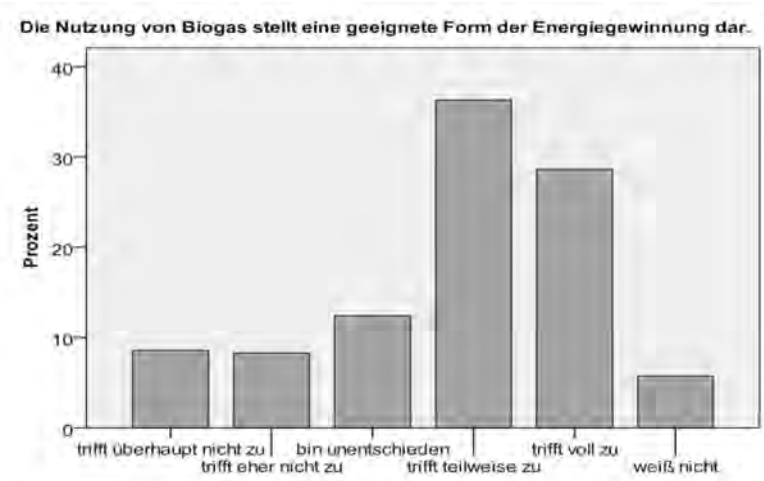


Abb. 5: Eignung von Biogas für die Energiegewinnung nach Einschätzung der Anwohner

Sie kritisieren jedoch häufig die Standortwahl und die aus ihrer Sicht oft mangelhafte Informationspolitik im Planungsprozess. Viele der Anwohner wünschen sich auch mehr Informationen über die Biogastechnologie allgemein, z.B. durch die Medien. An einen positiven ökonomischen Effekt der Biomassenutzung glauben nur 17,1 % der Befragten, 34,1 % stehen dem skeptisch gegenüber und ein hoher Anteil von deutlich mehr als 40 % ist in dieser Frage unentschieden oder weiß den Effekt nicht einzuschätzen (Abb. 6).

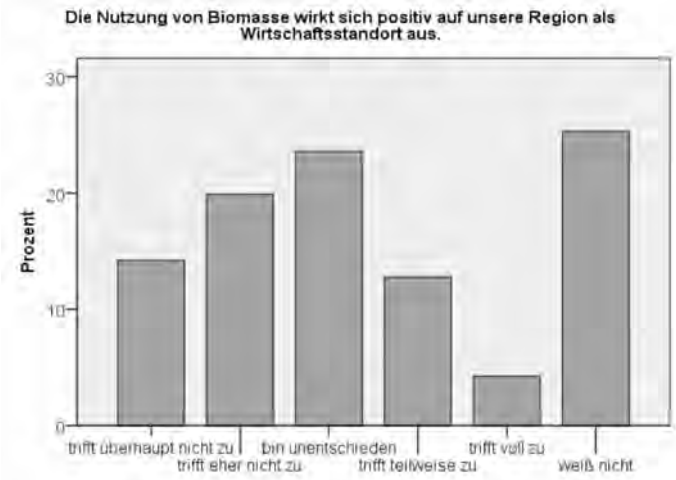


Abb. 6: Einfluss der Biomassenutzung auf die Region als Wirtschaftsstandort nach Einschätzung der Anwohner

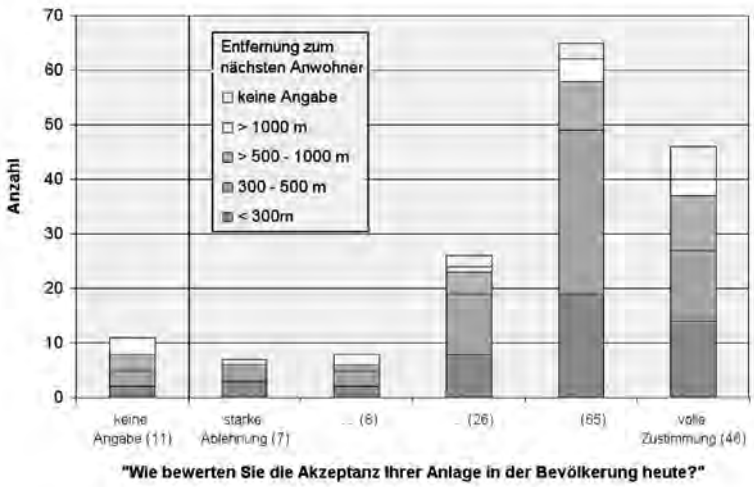


Abb. 7: Die heutige Akzeptanz der Biogasanlage in der Bevölkerung nach Einschätzung des Anlagenbetreibers in Relation zur Entfernung zum nächsten Anwohner

Von den 163 befragten Anlagenbetreibern geben 15 Betreiber an, dass ihre Biogasanlage von den Anwohnern abgelehnt wird. Die Entfernung zu den nächsten Nachbarn spielt hierbei nur eine untergeordnete Rolle (Abb. 7).

Die Antworten der Anlagenbetreiber zur Art und Weise der von ihnen betriebenen Öffentlichkeitsarbeit zeigen gleichzeitig, dass sich eine aktive Öffentlichkeitsarbeit positiv auf die Akzeptanz der Biogasanlage in der Nachbarschaft auswirkt: Unter denjenigen, die die Akzeptanz heute positiv (Zustimmung beziehungsweise volle Zustimmung: 111 Betreiber) beurteilen, gaben 76,6 % an, frühzeitig über das Projekt informiert zu haben und 69,4 % aktive Öffentlichkeitsarbeit zu betreiben. Bei denjenigen, die die gegenwärtige Akzeptanz als negativ (Ablehnung beziehungsweise starke Ablehnung: 15 Betreiber) oder mit einem mittleren Wert (26 Betreiber) angaben, liegen die Werte dagegen bei 42,3–53,8 % (Abb. 8).

Die meisten der befragten Hersteller von Biogasanlagen bieten ihren Kunden Unterstützung bei Konflikten mit Anwohnern an. Bei Anlagenbesichtigungen oder Bürgerversammlungen wird der Anlagenhersteller zur Klärung von technischen Fragen hinzugerufen. Unter den befragten Unternehmen liegt der Anteil der aufgrund von Bürgerprotesten verzögerten Projekte bei 1–10 %. Unternehmen, welche z. B. als Projektentwickler bereits zu einem früheren Zeitpunkt in die Vorhabensplanung einbezogen sind, berichten jedoch von einem deutlich höheren Anteil an Biogasprojekten, welche aufgrund von Akzeptanzproblemen verzögert oder sogar verhindert werden (25–30 %).

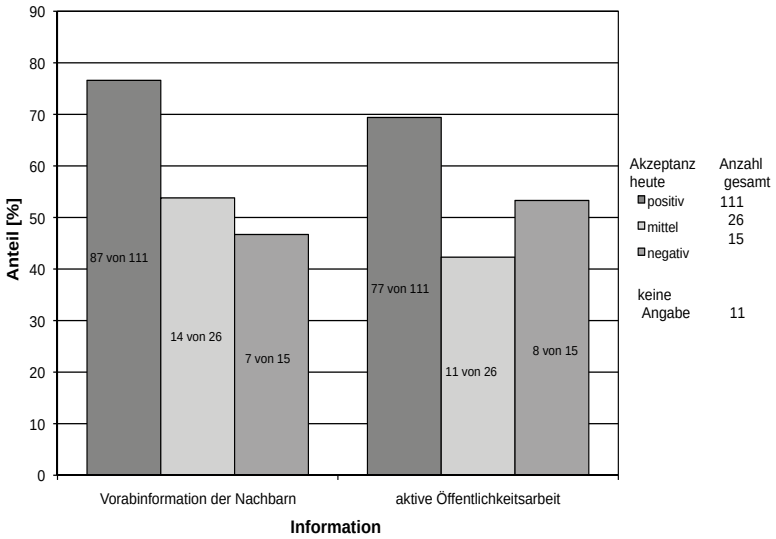


Abb. 8: Frühzeitige Information der Nachbarn und aktive Öffentlichkeitsarbeit seitens des Betreibers in Bezug zur Bewertung der Akzeptanz heute

Die in den Datenerhebungen gefundenen Perspektiven wurden durch Experteninterviews themenspezifisch vertieft und ergänzt. Hierbei wurden insgesamt 12 verschiedene thematische Schwerpunkte beleuchtet (Tab. 2).

Tab. 2: Thematische Schwerpunkte der Experteninterviews

Interview	Schwerpunkt	Interview	Schwerpunkt
1	Ausgangslage und Imagefaktoren	7	Sicherheit von Biogasanlagen
2	Anlagenbetrieb und Öffentlichkeitsarbeit	8	Energiepolitik auf Kreisebene
3	Projektentwicklung	9	Kommunalpolitische Perspektive
4	Biogaserzeugung aus dem Blickwinkel der Landwirtschaft	10	Regionalplanung
5	Beteiligungsmöglichkeiten an Projekten aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien	11	Journalistische Beiträge zum Thema Biogastechnologie
6	Mediation im Umweltbereich	12	Vermittlung von Nachhaltigkeitsthemen

4 Implikationen für die Planungspraxis

Die Ergebnisse zeigen eine hohe allgemeine Akzeptanz von Biogasanlagen. Im spezifischen Anwendungsfall kommen Einflussfaktoren hinzu, welche sich regional und akteursabhängig unterscheiden können. Bezogen auf die lokale Ebene und einzelne Anlagenprojekte zeigen sich die Heterogenität der Einflussfaktoren und die Komplexität der Sachverhalte. Die jeweiligen Erfahrungen unterscheiden sich sowohl zwischen den Regionen als auch auf den verschiedenen Akteursebenen. Generell gilt, dass ein transparenter Planungsprozess eine wichtige Einflussgröße ist und dementsprechend mehr Augenmerk auf Information und Kommunikation gelegt werden müsste.

Aus den Projektergebnissen wurden technologische Maßnahmen (Tab. 3) und Handlungsempfehlungen für Praxisakteure aus unterschiedlichen Bereichen (Tab. 4) abgeleitet. Die Empfehlungen sollen zur Konfliktvermeidung beitragen und wenden sich an politische Entscheidungsträger, an die Berufsgenossenschaft, an die Regionalplanung sowie an Planer, Hersteller und Betreiber von Biogasanlagen. Aber auch die Bürger werden als Verantwortung tragende Energieverbraucher mit angesprochen.

Tab. 3: Technologische Maßnahmen

Technische Auslegung	Wärmenutzung	Transporte	Gewässerschutz
Standortangepasste Anlagengrößen	Frühzeitige Berücksichtigung in der Planungsphase Nutzung vorrangig für unabhängig bestehenden Wärmebedarf	Gute logistische Konzepte, z. B. Vermeidung von Leerfahrten	Nährstoffmanagement

Sicherheit	Geruch	Lärm	Substrate
Einhaltung der guten fachlichen Praxis: Schulung der Anlagenbetreiber Methanschlupf vermeiden	Abdeckung von Gärrestlagern und Fahrsilos Substratannahme in geschlossenen Hallen bei Abfallanlagen	Angepasste Schallschutzkonzepte (z. B. in Bezug auf tieffrequenten Schall)	Ausschöpfen der Nutzungspotenziale von Gülle und Abfällen

Tab. 4: Handlungsempfehlungen

Empfehlungen an ...	Themen
... politische Entscheidungsträger	Informationstransfer, Strukturen und Rahmenbedingungen (Datengrundlage, Netzwerke, standortangepasste Anlagenkonzepte), sicherheitstechnische Regelungen, Gülle und Abfallnutzung
... die Berufsgenossenschaften	Vereinheitlichte Betreiberschulungen, Einforderung von Betreiberzertifikaten
... die Regionalplanung	Regionale Energiekonzepte, Raumbedeutsamkeit der BGAs, Öffentlichkeitsarbeit (regionale Wertschöpfung)
... Planer, Hersteller und Betreiber von Biogasanlagen	Öffentlichkeitsarbeit, Kommunikationsatmosphäre, Mediatoren, Standortfrage, Verkehrskonzept, verantwortungsvolle Betriebsführung, Beteiligungskonzepte
... die Anwohner von Biogasanlagen und die Bevölkerung allgemein	Informationsquellen nutzen, sich an Diskussion um die örtliche Energieversorgung beteiligen, aktiv werden

Die Projektergebnisse und daraus abgeleitete Empfehlungen wurden in der Broschüre „Akzeptanz von Biogasanlagen“ zusammengefasst, die kostenfrei zum Download zur Verfügung steht:

QR-Code scannen und Broschüre online abrufen

www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/documents/infomaterial/OE200/120410-akzeptanz-biogasanlagen.pdf

Entwicklung und Vergleich von optimierten Anbausystemen für die landwirtschaftliche Produktion von Energiepflanzen unter den verschiedenen Standortbedingungen Deutschlands (EVA III)

A. Vetter, J. Eckner

Ziele

- Entwicklung von effizienten und nachhaltig standortangepassten Anbausystemen für Energiepflanzen zur Biogasproduktion
- Erarbeitung von beratungsfähigem Wissen für einzelbetriebliche Entscheidungen und die regionale Beratung
- Erarbeitung und Bereitstellung von Entscheidungshilfen für gesellschaftliche Zielsetzung (Erhöhung der Biodiversität, Klimaschutz, Ressourcenschutz, nachhaltige Landbewirtschaftung)

Auf Grundlage der Ergebnisse der bereits 2005 begonnenen Fruchtfolgeversuche (EVA I und EVA II), wird nunmehr in insgesamt 11 Bundesländern zur Gestaltung von Anbausystemen für die Biogasproduktion geforscht.

Schwerpunkte der Arbeit

- Die Bewertung der langfristigen Fruchtfolgewirkung der aus EVA I und EVA II weitergeführten Fruchtfolgen I – III
- Der regionale und themenbezogene Vergleich der einzelnen Fruchtfolgeglieder unter den jeweiligen Standortbedingungen, Jahresbedingungen und in ihrer Stellung als Zwischen-, Haupt- oder Zweitfrucht

Die statistische Aussagekraft einiger Fruchtfolgen wird durch Anlage in vierfacher Wiederholung erhöht. Ziel ist es, damit Aussagen zu Risikoaspekten zu treffen. Weitergeführt werden ebenfalls Systemfragestellungen zur Minimierung des Faktoreinsatzes (Bodenbearbeitung (Thüringen) und Düngung (Bayern)).

An mehreren Standorten angelegte Satellitenversuche knüpfen an die in den vorhergehenden Projektteilen bearbeiteten Aufgabenkomplexe an. Diese sind im Einzelnen: mehrschnittiges Ackerfutter, Zwischenfruchtanbau und Gärresteeinsatz. Das jeweilige Abschlussfruchtfolgeglied Winterweizen (regional auch Winterroggen) und der Vergleich der einzelnen Fruchtfolgeglieder sollen Möglichkeiten zur Beurteilung möglicher Fruchtfolgeeffekte geben. Vergleichsweise „neue" Kulturarten zur Bereitstellung von Biogassubstraten wie beispielsweise Sorghum sind ebenso in die Fruchtfolgen integriert wie Zuckerrüben, Sonnenblumen, Wintergetreidearten zur Ganzpflanzennutzung oder verschiedene Ackerfuttermischungen (Tab. 1).

Tab. 1 : Standortübergreifende einheitliche Fruchtfolgen in EVA III

Erste Versuchsanlage	Zweite Versuchsanlage	**Fruchtfolge 1** Fruchtfolge mit Sommer-zwischen-früchten	**Fruchtfolge 2** C3/C4-Pflanzen-frucht-folge mit 50 % Marktfrucht-anteil	**Fruchtfolge 3** C3/C4-Pflan-zenfruchtfolge mit Winter- und Sommer-zwischenfrüchten	**Fruchtfolge 4** Ackerfutter-Fruchtfolge	**Fruchtfolge 5** Rübenfolge mit Getreide-Leguminosen-gemenge
2013	2014	**Wintergerste Sorghum (SZF)**	**Sorghum**	**Mais**	**Ackerfutter**	**Leguminosen-Getreide-gemenge**
2014	2015	**Mais (HF)**	**Grünschnitt-roggen (WZF)/ Mais (ZF)**	**Grünschnitt-roggen (WZF)/ Sorghum (ZF)**	**Ackerfutter**	**Zwischen-frucht/ Mais**
2015	2016	**Wintertriticale Phacelia (SZF)**	Wintertriticale	**Wintertriticale (GPS) / einj. Weidelgras (SZF)**	**Mais**	**Zuckerrübe o. Futterrübe**
2016	2017	Winterweizen	Winterweizen	Winterweizen	Winterweizen	Winterweizen

fett = Ganzpflanzennutzung als Sillage
nicht fett = Marktfruchtproduktion in Brandenburg und Sachsen Winterroggen statt Winterweizen.

Unter Berücksichtigung der gesellschaftlichen und politischen Forderungen und der regionalen Spannungsfelder werden Versuche mit themenorientierten Fruchtfolgen durchgeführt (Tab. 2). In der Klimagas optimierten Fruchtfolge wird die Ertragsreaktion bei N-Reduzierung ins Verhältnis zur Einsparung von energie- und treibhausgasintensiv produziertem Mineraldünger als Ausgangspunkt für die Untersuchungen gesetzt. Das Themenfeld Gewässerschutz wird regionalspezifisch unter der Vorgabe einer Minimierung der Stoffausträge in das Grundwasser und der Verhinderung von Erosion und Nährstoffabschwemmungen in Oberflächengewässer bearbeitet. Weitere regionale Fruchtfolgen zur Erhöhung der Biodiversität sind unter Vorgabe verschiedener Strategien erarbeitet und verwirklicht, hier finden u. a. Blühpflanzen und Blühmischungen Berücksichtigung. Ökonomische, pflanzenbauliche und ökologische Aspekte dieser Fruchtfolgen – und auch die

Fruchtfolgen 1–5 – können im Laufe des Projektes ständig mit dem Anbau einer dreijährigen Abfolge von Silomais ins Verhältnis gesetzt werden. Unter anderem soll dies dazu dienen, einen realistischen Blick auf die pflanzenbaulichen Möglichkeiten zu bekommen.

Tab. 2: Themenbezogene, regionalspezifische Fruchtfolgen in EVA III

Erste Versuchsanlage	Zweite Versuchsanlage	**Fruchtfolge 11** Mais-Folge als Praxisreferenz	**Fruchtfolge 12** „Klimagas-optimiert" 25 % N-Reduzierung	**Fruchtfolge 13** „Regionale Vielfalt bzw. Biodiversitäts-optimiert"	**Fruchtfolge 14** „Gewässer-schutz- bzw. Erosionsschutz-optimiert"
2013	2014	Mais	Mais	**regionalspezifisch gewählte Fruchtfolgen zum Erreichen vorgegebener Ziele unter Berücksichtigung der Standortbedingungen**	
2014	2015	Mais	Zwischenfrucht/ Mais		
2015	2016	Mais	Zwischenfrucht/ Mais		
2016	2017	Winterweizen	Winterweizen	Winterweizen	Winterweizen

fett = Ganzpflanzennutzung als Sillage
nicht fett = Marktfruchtproduktion in Brandenburg und Sachsen Winterroggen statt Winterweizen.

Abb. 1: Versuchsstandorte in EVA III

In EVA III konnten neue Partner gewonnen werden, sodass die Grundversuche in 11 Bundesländern angelegt sind; insgesamt sind an 23 Versuchsstandorten Fruchtfolgeversuche angelegt (Abb. 1). Wobei die einzelnen Versuchsstandorte unterschiedlichste natur- und bodenräumliche Verhältnisse Deutschlands widerspiegeln (Tab. 3).

Tab. 3: Standortcharakterisierungen in EVA III

Bundesland	Standort	Höhe ü. NN m	Jahresniederschlag mm	Jahresdurchschnittstemperatur °C	Ackerzahl	Bodenschätzung	Kurzzeichen Bodenart
Niedersachsen	Werlte	31	797	9,6	31	Sl 4 D	Su2, Sl2, Sl3
Mecklenburg-Vorpommern	Gülzow	10	559	8,4	44-51	Sl3-lS3D	Sl3 bis Ls3
Brandenburg	Güterfelde	43	545	9,1	29	Sl4D	Sl
Sachsen	Trossin	120	554	8,9	31	Sl4D	Su3
Sachsen-Anhalt	Bernburg	80	470	9,1	90	uL	Lu
Thüringen	Dornburg	260	596	8,8	65	L4Lö	Ut4
Bayern	Ascha	430	807	7,5	47	sL5V	Sl
Baden-Württemberg	Ettlingen	170	791	10,2	75	L3-sL4Lö	Uls bis Ul
Schleswig-Holstein	Lindenhof	15	826	8,8	ca. 50	k.A.	sL bis lS
Nordrhein-Westfalen	Haus Düsse	79	800	9,7	68-72	L3Lö	UT3, Ut4
Rheinland-Pfalz	Niederweiler	450	830	8,4	k.A.	k.A.	sL

In den Teilprojekten 2-4 werden eigenständige Fragestellungen bearbeitet und ein Rahmen zur umfassenden Bewertung aller Projektglieder gesetzt (Abb. 2).

Unterschiedliche Siliereignungen und Methanbildungspotenziale der Energiepflanzen in der regionalspezifischen Anbaustruktur beeinflussen maßgeblich die Vorzüglichkeit der unterschiedlichen Substrate zur Biogasgewinnung. Eine realistische und praxisnahe Bewertung der untersuchten Fruchtfolgeglieder und eine Ermittlung der zu erwartenden Methanhektarerträge soll durch Untersuchung ausgewählter Proben in Batch-Gärtests und durch Praxisdaten ermöglicht werden. Maßgeblich sollen Empfehlungen zur Bewertung von Silagequalitäten und zu Silagemanagement und -controlling gewonnen werden.

Bei der Bewertung der Fruchtfolgewirkung des Energiepflanzenbaus auf ökologische Zielgrößen werden die erfassten Ergebnisse und ergänzend auf Praxisbetrieben erhobenen Daten in Modellen dargestellt. Zum einen werden die Modelle dazu genutzt um die

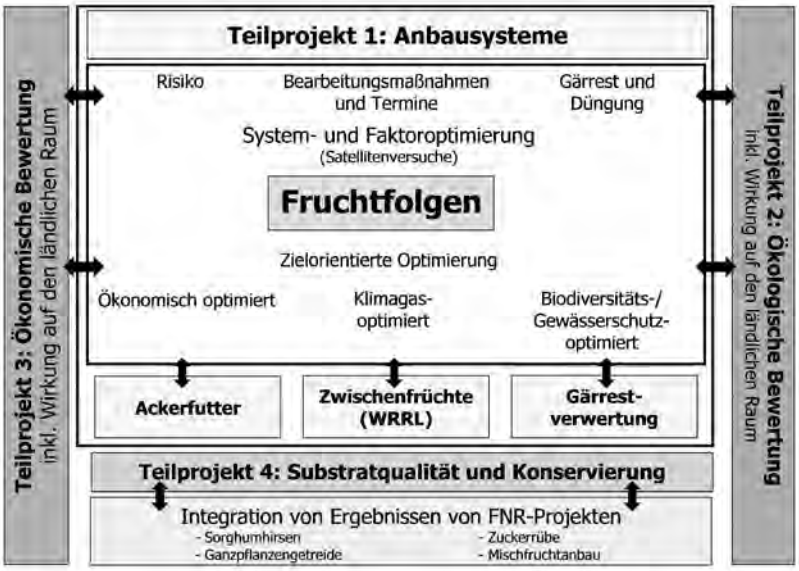


Abb. 2: Aufbau des Verbundvorhabens EVA III

Auswirkungen auf unterschiedliche abiotische Schutzgüter zu bewerten. Dies betrifft vor allem die Nährstoff-, Humus-, Energie- und Treibhausgasbilanzen, die Abschätzung der Erosion sowie die Modellierung der N-Auswaschung und Grundwasserneubildung. Zum anderen werden die Wirkungen des Energiepflanzenanbaus auf Anzahl und Abundanzen von Arten unterschiedlicher Organismengruppen untersucht. Daraus soll eine Nachhaltigkeitsbewertung der geprüften Anbauoptionen entwickelt und die themenorientierten Fruchtfolgen weiterentwickelt und optimiert werden. Im Rahmen der ökonomischen Begleitforschung werden die gewonnen Daten weiterhin analysiert und ausgewertet. Um Aussagen zum ökonomischen Potenzial der Energiefruchtfolgen, zur ökonomischen Optimierung der Anbausysteme und systemrelevanter Faktoren und zur Risikooptimierung von Betrieben zu treffen, werden ebenso Fallstudien und Modellierungen betrieben.

Weiterführende Themen- und regionsbezogene Informationen, Kontaktadressen und Neuigkeiten finden sich auch unter: www.eva-verbund.de.

Gefördert vom Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) über die Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR).

Vergärung von Reststoffen aus der Pferdehaltung im Aufstromverfahren

Janina Böske, Felix Garlipp, Herman F. A. Van den Weghe

1 Einleitung

Seit 2009 wird Pferdemist im Erneuerbare-Energien-Gesetz als nachwachsender Rohstoff eingestuft, was dessen Einsatz in Biogasanlagen ermöglicht. Mittels einer effizienten Reststoffverwertung, wie der Vergärung, könnte zum einen das Problem der Mistentsorgung bei pferdehaltenden Betrieben in Verdichtungsräumen reduziert, zum anderen eine Option zur Energieerzeugung geschaffen werden. Ziel dieses Projekts ist die Vergärung von Pferdemist und Stroh in einem neuen Verfahren, dem Aufstromverfahren, zu bewerten (entwickelt am Leibniz-Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim e.V. (Mumme et al. 2010)).

2 Material und Methoden

Innerhalb der Aufstromreaktoren steigen, durch natürliche Dichteunterschiede, zu vergärende Feststoffe in der flüssigen Phase auf. Die Prozessflüssigkeit durchströmt kontinuierlich die Feststoffphase und wird in das System rückgeführt. Im Gegensatz zu konventionellen Verfahren erfolgt keine mechanische Durchmischung des Reaktorinhalts. Verglichen wird das Verhalten von Pferdemist und Stroh bei 2 Betriebstemperaturen (37 °C und 55 °C) und zwischen einem 1-stufigen und einem 2-stufigen System, was durch einen Festbettreaktor (FBR) erweitert wurde. Die Zugabe des Substrats (Raumbelastung 2,5 g_{oTS} L^{-1} d^{-1}) erfolgt täglich und wird stufenweise erhöht. Neben Betriebs- und Umgebungsparametern werden die produzierten Gasmengen sowie die Gaszusammensetzungen erfasst.

3 Ergebnisse

Die bisherigen Ergebnisse (Abb. 1) beziehen sich auf den kontinuierlichen Betrieb von 2 AFRs und einem FBR bei einer Raumbelastung von 2,5 g_{oTS} L^{-1} d^{-1} und einer mesophilen Betriebstemperatur von 37 °C. Es zeigt sich, dass die Methanrate des AFR1 leicht über dem des AFR2 liegt. Hier ist allerdings zu beachten, dass zum 2-stufigen System der

FBR2 hinzugerechnet werden muss, sodass das Defizit ausgeglichen wird. Deutlich zu erkennen ist der typische Wochenverlauf bei beiden AFRs. Das Minimum kennzeichnet dabei den Tag nach der Gärrestentnahme, an welchem die AFRs geöffnet werden müssen. Dabei geht mit Entnahme des Gärrestes des zu vergärenden Substrats auch ein Teil der biologisch aktiven Masse verloren, wodurch die geringere Leistung zu erklären ist. In den folgenden Tagen wird täglich Substrat nachgefüttert und die Leistung der Reaktoren erhöht sich stetig bis die Produktionsraten ihr Maximum erreichen. Ein weiterer Faktor ist der Eintrag der Außenluft beim Öffnen der AFRs. Es kommt zu einem Verdünnungseffekt, der sich in den prozentualen Methananteilen im Biogas niederschlägt. In den folgenden Tagen nach der Gärrestentnahme wird die eingetragene Außenluft durch gebildetes Biogas verdrängt und die Methanraten steigen deutlich an. Der FBR ist von der Gärrestentnahme nicht betroffen und unterliegt daher nicht den eben genannten Schwankungen.

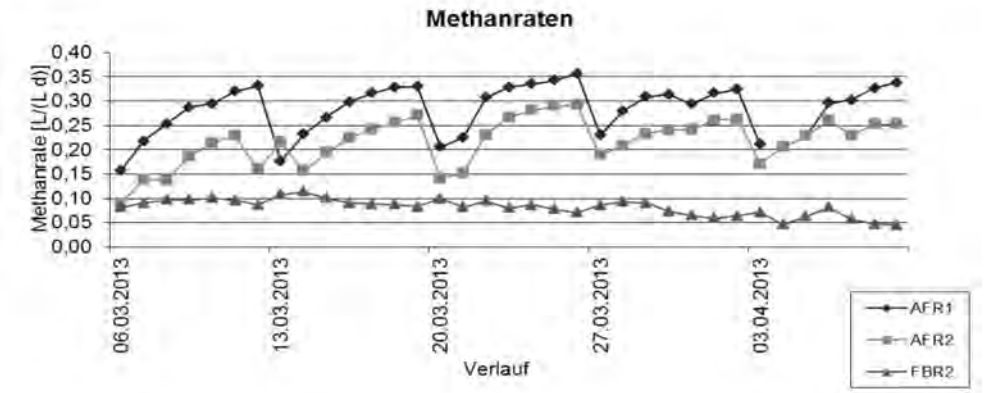


Abb. 1: Methanraten des 1-stufigen (AFR1) und 2-stufigen Systems, bestehend aus AFR2 und FBR2 bei 37 °C und einer Raumbelastung von 2,5 g_{oTS} L^{-1} d^{-1}

Die bisher vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass es technisch möglich ist, den Reststoff Pferdemist und Stroh im Aufstromverfahren bei geringer Raumbelastung kontinuierlich zu vergären und somit eine energetische Verwertung von Pferdemist möglich ist. Auch der Vergleich zu Ergebnissen der Vergärung von reinem Weizenstroh im Aufstromverfahren nach Pohl et al. (2012) zeigt, dass bei mesophilen Temperaturen und einer Raumbelastung von 2,5 g_{oTS} L^{-1} d^{-1} mindestens ebenso hohe Ausbeuten und Produktionsraten für Biogas und Methan erreicht werden konnten. Die derzeit laufenden Untersuchungen, welche mit einer Erhöhung der Raumbelastung einhergehen, werden aufzeigen wie weit sich die Ausbeuten noch steigern lassen.

Literatur

Mumme J.; Linke B.; Tölle R. (2010): „Novel Upflow Anaerobic Solid-state (UASS) Reactor." Bioresource Technology 101(2) (January), p. 592–599

Pohl, M.; Mumme, J.; Heeg, K.; Nettmann, E. (2012): Thermo- and mesophilic anaerobic digestion of wheat straw by the upflow anaerobic solid-state (UASS) process. Bioresource Technology 124, p. 321–327

Zweikulturnutzung auf leichten, trockenen Standorten – Reicht das Wasser für einen nachhaltigen Anbau?

Jana Grunewald, Kerstin Jäkel

Viele Landwirte und Wissenschaftler gehen davon aus, dass eine Zweikulturnutzung (2 Ernten je Jahr) aufgrund des limitierten Wasservorrates auf leichten Böden nicht nachhaltig möglich ist. Ökonomische Berechnungen von Mais in Hauptfruchtstellung und im Zweitfruchtanbau nach Grünroggen bestätigen diese Annahme auch. Wie Tabelle 1 darstellt, werden die Mehrerträge zwischen 10 % (2007, Abb. 1) und 40 % (2010, Abb. 1) bei Zweikulturnutzung nicht monetär umgewandelt, da die höheren Kosten des Anbaus von 2 Kulturen dem entgegenstehen. Bodenfeuchtemessungen und Modellierungen im Programm METVER des Deutschen Wetterdienstes (Abb. 2) zeigen jedoch, dass dies nicht ausschließlich am geringen Wasserangebot für die Zweitkultur liegen kann. Entscheidend ist, wann das Wasser zur Verfügung gestellt wird. Die Bodenfeuchtewerte bei Hauptfrucht Mais nach Brache lagen im Frühjahr sogar niedriger im Vergleich zur ganzjährigen Bodenbedeckung. Die geringeren Erträge für die Zweitfrucht begründen

Tab. 1: Wirtschaftlichkeit der Zweikulturnutzunwg (berechnet von A. Schaerff, LfULG)

	Jahr	Ertrag el. Strom	Anbau-kosten	Kosten Biogas-anlage	Gesamt-kosten	Leistung	Ergebnis	Ergebnis mit DZ + ZwF-Prämie
		kWh/ha	€/ha	€/ha	€/ha	€/ha	€/ha	Euro/ha
Mais[1] – HF	2006	10 907	1.376	1.385	2.761	2.520	-241	109
Grünroggen		1 845	485	234	720	426	-293	-208
Mais – ZF		10 536	1.376	1.338	2.714	2.434	-280	70
GR + Mais		12 381	1.861	1.572	3.434	2860	-573	-138
Mais[1] – HF	2007	20 016	1.976	2.542	4.518	4.624	106	456
Grünroggen		3 715	556	472	1.027	858	-169	-84
Mais – ZF		17 730	1.837	2.252	4.088	4.096	7	357
GR + Mais		21 445	2394	2724	5115	4954	-162	273
Mais[2] – HF	2010	11 535	1.452	1.465	2.917	2.665	-253	97
Grünroggen		5 495	739	698	1.437	1.269	-168	-83
Mais – ZF		10 298	1.324	1.308	2.631	2.379	-253	97
GR + Mais		15 793	2.063	2.006	4.068	3.648	-420	14
Mais[2] – HF	2011	19 614	1.715	2.491	4.206	4.531	324	674
Grünroggen		2 996	535	380	915	692	-223	-138
Mais – ZF		10 232	1.428	1.300	2.727	2.364	-364	-14
GR + Mais		13 228	1.963	1.680	3.642	3.056	-587	-152

[1] Mikado.
[2] Atletico.
DZ = Direktzahlung (350 €/ha), ZwF-Prämie = Zwischenfruchtprämie (85 €/ha).

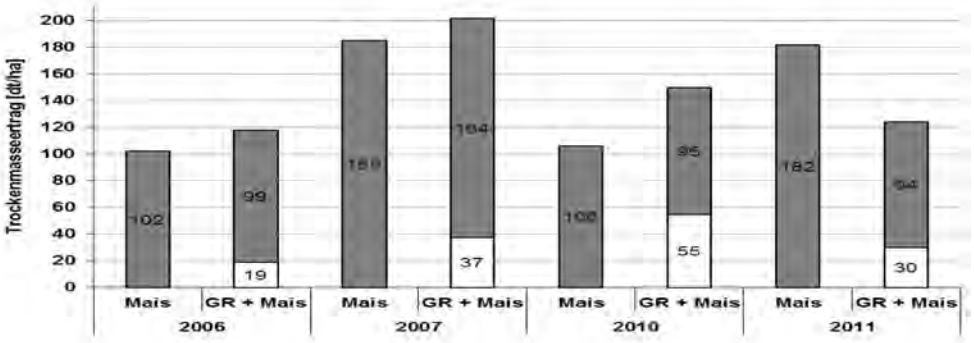


Abb. 1: Trockenmasseerträge [dt/ha] von Mais als Hauptfrucht vs. Mais und Grünroggen

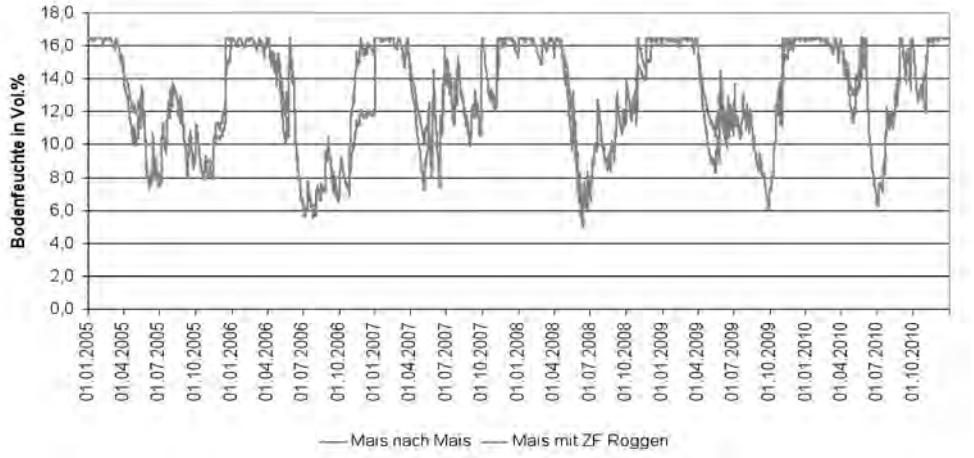


Abb. 2: Verlauf der mit METVER modellierten täglichen Bodenfeuchtewerte [Vol %] bei den Anbauvarianten „Mais nach Mais mit winterlicher Brache" (dunkelgrau) und „Mais nach Zwischenfrucht Grünroggen (ganzjährige Bodenbedeckung)" (hellgrau), 2005 bis 2010

sich besonders aus einer kürzeren Vegetationszeit. Von großer Bedeutung für die Leistung des Zweikultur-Anbausystems sind auch Vorfruchtwerte (TM-Ertrag und TS-Gehalt des Grünroggens).

Die gewonnenen Ergebnisse stammen aus dem FNR-Verbundprojekt „EVA" vom Versuchsstandort Trossin (Landkreis Nordsachsen, ∅ T = 8,7 °C, NS = 596 mm, Su3, AZ = 31).

Literatur

Grunewald, J.; Jäkel, K. (2012): Zwei Ernten im Jahr. Bauernzeitung 35, S. 46–47

Grunewald, J.; Jäkel, K. (2012): Rechnet sich´s? Bauernzeitung 36, S. 54–55

Böttcher, F.; Schmidt, M.: DWD, Abteilung Agrarmeteorologie, Messwerte: Projekt EVA (LfULG), vorläufige Modellierung

Arbeitszeitbedarf auf Biogasanlagen

Katja Heitkämper, Andrea Wagner, Michaela Juschkat, Matthias Schick

1 Einleitung

Der Arbeitszeitbedarf dient als Planungsgrundlage für Produktionsverfahren und ist gleichzeitig ein wesentlicher Bestandteil der Vollkosten. Arbeitswirtschaftliche Planungsdaten für Biogasanlagen wurden auf Basis von Aufzeichnungen (Betriebstagebuch) erarbeitet (Bundesmessprogramm II 2009, KTBL 2010) (Tab. 1).

Tab. 1: Arbeitszeitbedarf für den Betrieb von Biogasanlagen

Tätigkeit	Mittelwert Arbeitszeitbedarf AKh/Woche
Kontrollgang	4,4
Datenerfassung, Büroarbeiten	2,7
Wartungsarbeiten, kleinere Reparaturen	3,2
Störungsbeseitigungen	2,7
Summe	**13,0**

Diese Schätzungen bzw. groben Messungen des Zeitbedarfs (finale Betrachtungsweise) berücksichtigen nicht die auf den Zeitbedarf wirkenden Einflussgrößen (kausale Betrachtungsweise). Ziel ist die Bereitstellung von arbeitswirtschaftlichen Kennzahlen im Bereich der Biogaserzeugung als Grundlage für Planungsinstrumente.

2 Methoden

In einem Forschungsprojekt an der eidgenössischen Forschungsanstalt Agroscope, Forschungsgruppe Bau, Tier und Arbeit wurden 2011/12 verschiedene Biogasanlagen in Deutschland und der Schweiz mittels Arbeitsanalyse untersucht. Die Zeiterfassung in der Praxis erfolgte auf der Ebene der sog. Arbeitselemente mit den zugehörigen Einflussgrößen (z. B. Strecken, Massen, Volumina). Die damit gewonnenen IST-Zeiten bilden eine Basis zur Erstellung von Planzeiten, arbeitswirtschaftlichen Modellen und Arbeitsvoranschlägen (Schick 2006).

Modelle für 10 verschiedene Biogasanlagen wurden erarbeitet. Die Modellanlagen unterscheiden sich u. a. in der Gasverwertung, der installierten Leistung (von 75 kW bis

1 MW bzw. 400–700 Nm³/h) sowie in Art und Anteil der Einsatzstoffe (Silomais, Gras, Getreide, GPS, Gülle).

3 Ergebnisse

Auf den Biogasanlagen wurden regelmäßige Tätigkeiten (Beschickung, Kontrolle Technik, Wartung Technik, Probenahme und -versand, Prozesssteuerung, Dokumentation, Gärrestmanagement) sowie unregelmäßige Tätigkeiten (Entleeren und Reinigung der Fermenter bzw. Gärrestlager, Reinigung der Fahrsilos, Aufdecken der Silos, Reparaturen) untersucht.

Die Ergebnisse der Modellkalkulationen stellen einen Gesamtarbeitszeitbedarf von 679–2 140 AKh/a für die 10 Modellanlagen von 75 kW elektrischer Leistung bis 700 m³ i.N. Gaseinspeisung heraus (Abb. 1). Der tägliche Zeitbedarf zum Betreiben einer Biogasanlage beträgt somit zwischen 1,9 und 5,9 AKh/d je Anlage.

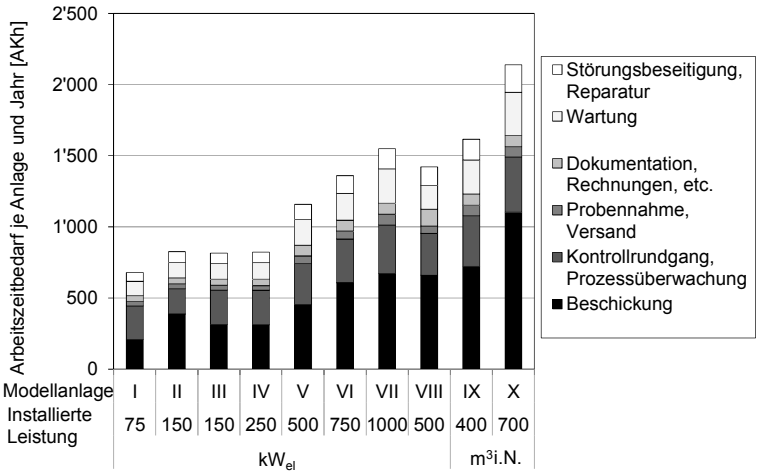


Abb. 1: Arbeitszeitbedarf auf 10 verschiedenen Biogasmodellanlagen je Anlage und Jahr im Vergleich

Der im Zusammenhang mit dem neuen EEG vermutete Anstieg des Zeitbedarfs für Betriebsführungsarbeiten (Aufzeichnungspflichten) kann mithilfe der Ergebnisse überprüft werden.

Literatur

Bundesmessprogramm II (2009): Bundesmessprogramm zur Bewertung neuartiger Biomasse-Biogasanlagen. S. 10

KTBL (2010): Datensammlung Betriebsplanung Landwirtschaft. S. 726

Schick, M. (2006): Dynamische Modellierung landwirtschaftlicher Arbeit unter besonderer Berücksichtigung der Arbeitsplanung. Habilitationsschrift, Stuttgart

Untersuchungen zum stofflichen Gasbildungspotenzial von Sorghum und Mais

Markus Theiss, Karen Pötzschke, Kerstin Jäkel

1 Einleitung

Sorghumhirsen stellen aufgrund ihres hohen Biomassepotenzials sowie ihrer herkunftsbedingt guten Anpassung an trockene und heiße Klimabedingungen (C4-Pflanzen) eine interessante Ergänzung zum Silomaisanbau, insbesondere in den Trockenregionen Mittel- und Ostdeutschlands, dar. Um Sorghum hinsichtlich seiner Flächeneffizienz (Methanertrag je ha) mit Mais vergleichen zu können, sind belastbare Angaben zum Gasbildungspotenzial der Pflanze notwendig.

2 Material und Methoden

In den bundesweiten Sortenversuchen im Rahmen des von der FNR geförderten Sorghum-Verbundvorhabens wurden Ernteproben bei Sorghum (Sudangrashybriden, Futterhirsen) und Mais entnommen. Je Standort und Sorte wurde eine Silageprobe (Silageschlauch, Einweckglas) und eine Häckselgutprobe angefertigt. Die Häckselproben wurden schonend getrocknet (60 °C), fein (2 mm) vermahlen und mittels NIRS hinsichtlich wertgebender Inhaltsstoffe und Faserfraktionen untersucht. Die Silageproben wurden nach einer Silierdauer von mindestens 90 Tagen geöffnet, analog zu den Häckselproben aufbereitet und anschließend im Laborbatchversuch mit dem Hohenheimer Biogasertragstest (HBT) untersucht.

3 Ergebnisse und Diskussion

Sorghum weist hinsichtlich der Vergärbarkeit eine ungünstigere stoffliche Zusammensetzung als der Mais auf, welche vor allem durch deutlich höhere Anteile an schwer bzw. nicht abbaubaren Zellwandbestandteilen (Rohfaser, Lignin) gekennzeichnet ist (Tab. 1). Auf die schlechtere Verdaulichkeit von Sorghum im Vergleich zu Mais weisen auch die sichtlich geringeren Gehalte an enzymlöslicher organischer Substanz (ELOS) hin. Abgeleitet aus den Rohfasergehalten wurde für Sorghum eine mittlere Methanausbeute

Tab. 1: Inhaltsstoffe (% TS) und theoretische Methanausbeuten (Nl/kg oTS) von Sorghum und Mais (unsiliertes Pflanzenmaterial aus Sortenversuchen 2011, 14 Standorte)

Fruchtart	n	RA	RF	ADF	ADL	ELOS	Methan[1)]	Relativ
Mais	28	4,5	18,6	23,6	2,2	66,6	358	100
Sudangrashybr.	28	5,5	35,2	40,5	7,3	41,3	283	79
Futterhirse	84	5,6	35,0	39,1	6,6	44,7	283	79

[1)] Berechnete Methanausbeute nach Weißbach.

von 283 Nl/kg oTS berechnet (Weissbach 2008). Diese liegt 21 % unter der von Mais (358 Nl/kg oTS).

Die bisherigen Ergebnisse der Batchversuche zeigen, dass die Methanausbeute von Sorghum durch die Berechnung nach Weißbach offensichtlich unterschätzt wird. Bei Sorghum kann demnach von einer mittleren Methanausbeute von etwa 300 Nl/kg oTS (13 % weniger als Mais) ausgegangen werden, wobei die Werte standort- und z.T. sortenbedingt mitunter stark variierten (Tab. 2). Die Ergebnisse sind durch weitere Untersuchungen abzusichern.

In Abbildung 1 sind die auf Basis der im HBT ermittelten Methanausbeuten (Tab. 2) berechneten Methanhektarerträge der besten Sorghumsorten im Vergleich zu Mais dargestellt. Die Defizite in der Methanausbeute von Sorghum konnten an den vorgestellten Standorten jahresabhängig durch sichtlich höhere Erträge ausgeglichen werden. Unter derartigen Anbaubedingungen kann der Sorghumanbau ein stabilisierender Faktor für die Gärsubstratbereitstellung in Biogasbetrieben sein.

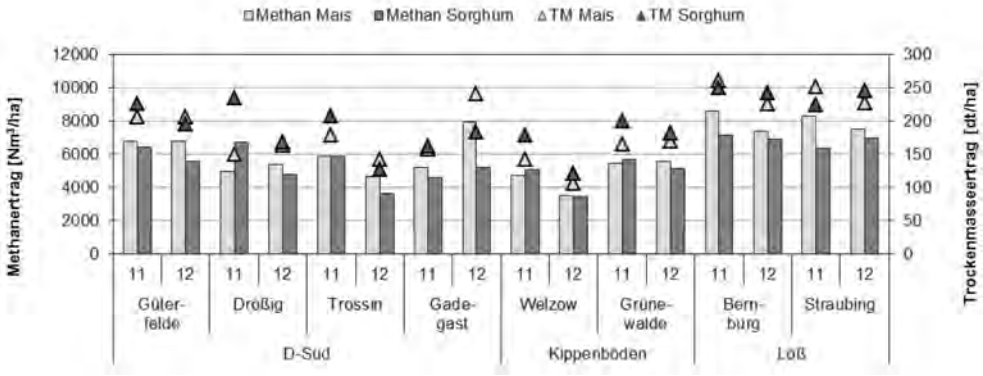


Abb. 1: Methan- und TM-Ertrag der besten Sorghumsorten je Standort im Vergleich zu Mais; Sortenversuche 2011/12 (Methanausbeuten: Mais 347 Nl/kg oTS, Sorghum 303 Nl/kg oTS)

Tab. 2: Im Batchtest (HBT) gemessene Methanausbeuten (Nl/kg oTS) von Sorghum und Mais (Silageproben aus Sortenversuchen, 2011)

Fruchtart	n	Mittel	Relativ	Min	Max
Mais	4	347	100	326	358
Sudangrashybr.	3	300	86	292	321
Futterhirse	21	303	87	268	323

Literatur

Weißbach, F. (2008): Zur Bewertung des Gasbildungspotenzials von nachwachsenden Rohstoffen. Landtechnik 6/2008, S. 356-358

Die Prozess-Tomographie als Werkzeug für die Bewertung und Optimierung von Mischprozessen in Biogasanlagen

Annett Lomtscher, Karin Jobst, Anne Deutschmann, Kay Rostalski

1 Probleme bei der Auslegung von Rührsystemen für die Biogaserzeugung

Bei der Bemessung von Rührsystemen kommt es, trotz der verstärkten Einbeziehung der numerischen Strömungssimulation (CFD), oftmals zu fehlerhaften Auslegungen. Als Ursache sind unter anderem die zurzeit noch vorhandenen Grenzen der CFD für Mehrphasenstoffsysteme zu sehen. Biogassubstrate setzen sich aus einer hochkonzentrierten Nicht-Newtonschen Grundsuspension als Fermenterinhalt, einer einzumischenden grobdispersen Phase (beispielsweise Silage oder Stroh) und einer Gasphase (Gemisch aus Methan und Kohlendioxid) zusammen. Modelle zur Beschreibung derartiger Mehrphasensysteme sind noch nicht Stand der Technik.

Zudem gibt es für diese opaken, hochkonzentrierten und zum Teil sehr faserigen Stoffsysteme bisher kaum Möglichkeiten für eine umfassende experimentelle Bewertung des Mischzustandes. Im Ergebnis dessen ist die Effizienz von Biogasreaktoren oft nur eingeschränkt vorhanden. Eigene Untersuchungen haben gezeigt, dass das aktiv durchmischte Reaktorvolumen in Biogasreaktoren zwischen 60 und 80 % beträgt.

2 Nutzung der Prozess-Tomographie zur Bewertung von Mischprozessen

Auf der Basis der am Fraunhofer IKTS vorhandenen Prozess-Tomographie kann erstmalig eine Visualisierung und quantitative Bewertung von Mischprozessen opaker Stoffsysteme vorgenommen werden.

Eine maßstabsgerechte Ausführung von Reaktorsystem und praxisrelevanten Rührsystemen als auch die Skalierung der eingesetzten Fasern und Partikel stellen die Grundlage für die experimentellen Untersuchungen mittels Prozess-Tomographie zur räumlichen Verteilung der zu mischenden Stoffsysteme sowie den sich im Fermenter ausbildenden Strömungsgeschwindigkeiten dar. Die umfangreiche Substratcharakterisierung der einzusetzenden Stoffe und die zusätzliche Einbeziehung von Fermentationsversuchen erfüllen die Voraussetzungen, um funktionale Zusammenhänge zwischen dem aktiv durchmischten Reaktorvolumen, dem sich ausbildenden Geschwindigkeitsfeld, den

vorliegenden Stoffeigenschaften sowie der Biogasqualität und -quantität ableiten zu können.

3 Ergebnisse: Einfluss von Reaktorgeometrie und Substratvorbehandlung auf die Mischgüte

Untersuchungen haben gezeigt, dass eine Erhöhung des Reaktorschlankheitsgrades (H:D > 0,7) zu einer Verbesserung der Durchmischung und damit zu einer Steigerung der Biogasausbeute führt. Derzeitiger Schwerpunkt stellt die Erhöhung des Reaktorschlankheitsgrades durch die Einführung ovaler, mit Trennwänden unterteilter Reaktoren dar. Die bereits aus der Abwasserbehandlung bekannten Erkenntnisse über den besonderen Vorteil von Umlaufbecken mit Zonenabtrennung können in ersten Versuchen bestätigt werden (Abb. 1).

	Zylindrischer Reaktor *H:D* = 0,46	**Ovaler** Reaktor *L:B:H* = 3,8:1:1
Reaktor Rührerumfangsgeschwindigkeit **3,9 m·s⁻¹**		
Mischgüte	**0,75**	**0,90**

Abb. 1: Mischgüte in Abhängigkeit der Reaktorgeometrie

Die Mischgüte und der zum Mischen erforderliche Energieaufwand werden wesentlich durch eine Substratvorbehandlung beeinflusst – verbesserte Stofftransportprozesse, gleichmäßige Verteilung von Nähr- und Spurenstoffen sowie die Vermeidung von Schwimmschichten bei langfaserigen Substraten sind als Vorteile zu nennen (Abb. 2).

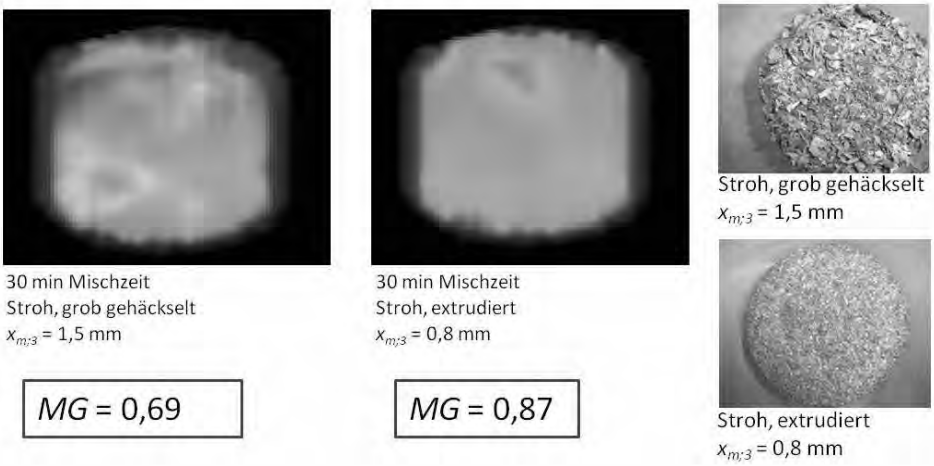


Abb. 2: Einfluss des Zerkleinerungsgrades von Stroh auf die Mischgüte (MG) bei Einsatz von 2 Tauchmotorrührwerken

Wir danken den Fördermittelgebern für die finanzielle Unterstützung.

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

FNR
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

Europa fördert Sachsen.
EFRE

Wasserschutzpotenzial von Energiepflanzen für die Biogaserzeugung – erste Ergebnisse aus Praxisversuchen im Rahmen des EVA-II-Verbundvorhabens

Christine von Buttlar, Birgit Kräling, Matthias Willms

1 Einführung und Methodik

Im EVA-II-Verbundvorhaben werden im Teilvorhaben „Untersuchung und Praxiseinführung eines grundwasserschutzorientierten Biomasseanbaus vor dem Hintergrund der Anforderungen der EG-Wasserrahmenrichtlinie“ Praxisversuche zur Erprobung und Optimierung grundwasserschonender Energiepflanzen-Anbauverfahren durchgeführt (Forschungsverbund EVA 2013). Das Vorhaben wird von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) gefördert. Es werden erste Ergebnisse der Jahre 2011 und 2012 vom Standort Niedersachsen bei Soltau vorgestellt. Der ausgewählte Praxisbetrieb setzt als Gärsubstrat überwiegend Mais, aber auch Ganzpflanzengetreide, geerntet in der Milchreife, und Schweinegülle ein. Es handelt sich um einen sandigen Lehmstandort mit 18-42 Bodenpunkten und im Mittel 800 mm Jahresniederschlag bei 7,6 °C Jahresmitteltemperatur.

2 Ergebnisse

Mais mit gestaffelter N-Versorgung: Eine pflanzenbedarfsgerechte N-Düngung ist von entscheidender Bedeutung zur Vermeidung von auswaschungsgefährdeten N-Überhängen. Die Ergebnisse 2011 zeigen, dass das mit 220 kg N/ha angesetzte betriebsübliche Düngeniveau (BÜ) zu hoch war. Die Ertragsleistung von 20 t TM/ha konnte auch bei Sollwertdüngung sowie in der Wasserschutzvariante mit 135 kg N/ha realisiert werden. Der Standort wird seit 2005 mit Gärresten gedüngt und bietet ein entsprechendes N-Nachlieferungspotenzial, das der Mais gut ausschöpfen kann. Die Herbst-N_{min}-Werte liegen in der Wasserschutzvariante unter 50 kg N/ha. Die höheren N-Düngestufen führten auch zu höheren Herbst-N_{min}–Werten in der BÜ, und zwar von über 100 kg/ha. Im Jahre 2012 hat der Betrieb aufgrund dieser Erfahrung sein betriebsübliches N-Düngeniveau auf 187 kg N/ha reduziert, konnte damit sein Ertragspotenzial halten und den N-Überschuss auf der gesamten Maisanbaufläche abbauen.

Tab. 1: Herbst-N_{min} nach Maisanbau mit unterschiedlichem N-Düngeniveau (Gärrestdüngung) 2011

Varianten	Einheit	Betriebsüblich	Reduziert 1	Sollwert	Wasserschutz
N-Gabe[1)]	kg N/ha	220	200	180	135
TM-Ertrag	dt/ha	205	233	216	203
Herbst-N_{min}	kg/ha	110	66	73	44
N-Saldo	kg/ha	–27	–36	–44	–93

[1)] N-Gabe = inkl. Frühjahrs-N_{min} (5 kg/ha), Gärrestanrechnung 70 %.

Mais mit Untersaaten: Durch den Anbau von Untersaaten wird die Humusbilanz verbessert, Erosion gemindert und die Fruchtfolge aufgelockert. Weiterhin wird die Befahrbarkeit zur Ernte verbessert, welches zu einer Reduktion der Bodenverdichtung führt. Für den Wasserschutz sind ein verringerter P-Abtrag sowie die N-Bindung nach Ernte der Hauptfrucht und über Winter bis ins nächste Frühjahr von Bedeutung. Durch den Anbau von Rotschwingel oder Deutschem Weidelgras als Untersaat im Mais konnte der Herbst-N_{min}-Wert im Jahr 2011 um 21 % und im Jahr 2012 um im Mittel 35 % gesenkt werden. Das Ertragsniveau war jeweils in allen 3 Varianten gleich hoch. Die Auswertung der Herbst- und Frühjahrs-N_{min}-Werte zeigt zudem geringere N-Verluste in den Untersaatvarianten über Winter.

Tab. 2: Trockenmasseertrag, Herbst-N_{min} und N-Flächenbilanz der Prüfvarianten Mais mit Untersaat 2012

Varianten	Einheit	Mais ohne Untersaat	Mais + Rotschwingel	Mais + Weidelgras
N-Gabe[1)]	kg N/ha	187	187	187
TM-Ertrag	dt/ha	198	195	194
Herbst-N_{min}	kg/ha	55	31	37
N-Saldo	kg/ha	–45	–43	–59

[1)] N-Gabe = inkl. Frühjahrs-N_{min} (17 kg/ha), Gärrestanrechnung 70 %.

Getreide-GPS mit Untersaaten: Getreide-GPS stellt ein geeignetes Biogassubstrat dar und fördert die Feldhygiene in engen Maisfruchtfolgen. Durch die Ernte zur Milch- bis Teigreife besteht die Möglichkeit der Etablierung einer Grasnarbe durch Untersaat oder im Anschluss an die Ernte. Im Jahr 2012 wurde vergleichend ein Roggen-GPS (Sorte Brasetto) mit Deutschem Weidelgras in Untersaat sowie ein Hafer-GPS (Liniensorte) mit nachfolgender Feldgrassaat (Country 2150) geprüft. Die GPS-Ernte erfolgte am 06.07.2012, die Ernte der Zweitkulturen am 12.09.2012. Die betriebsübliche N-Düngung erfolgt über ASS/KAS und Gärrest, davon 110 kg N/ha zur Zweitfrucht (inkl. N_{min} u. 70 % MDÄ). Die Ergebnisse zeigen eine hohe Ertragsleistung von >15 t TM/ha bei Roggen + Untersaat und beim Hafer + Grasnachbau Erträge von rund 10 t TM/ha auf beiden Standorten. Die Herbst-N_{min}-Werte waren in allen Varianten äußerst niedrig. Ergebnisse aus dem Jahr 2011 sowie von anderen Prüfstandorten bestätigen niedrige N_{min}-Werte nach GPS-Getreide + Untersaat. Die hohen N-Salden resultieren aus der Düngung am

10.07.2012 zur Grassaat, die durch den Grasertrag von rund 2,6 t TM/ha nicht mehr entzogen werden konnte.

Tab. 3: Trockenmasseertrag, Herbst-N_{min} und N-Flächenbilanz der Prüfvarianten Roggen-GPS + Untersaat und Hafer-GPS plus Nachsaat 2012

Varianten Standort	Einheit	Roggen-GPS + Untersaat		Hafer-GPS + Grasnachsaat	
		sandiger Lehm	Sandboden	sandiger Lehm	Sandboden
N-Gabe[1)]	kg N/ha	330	315	265	260
TM-Ertrag	dt/ha	24	28	28	21
Herbst-N_{min}	kg/ha	7	8	12	25
N-Saldo	kg/ha	121	165	45	62

[1)] N-Gabe = inkl. Frühjahrs-N_{min} (sL 37 kg/ha, S 30 kg N/ha), Gärrestanrechnung 70 %.

Zwar erschließen Unter- und Nachsaaten neue Zeitfenster für die Gärrestausbringung, es wird jedoch deutlich, dass bei mangelnder Ertragsbildung der Zweitfrucht hohe N-Bilanzüberschüsse entstehen können. Auch die N-Gaben zu Getreide-GPS und zur Zweitfrucht sollte an praxisnahen Ertragserwartungen orientiert werden. Maximal 40 kg N_{ges}/ha sollten hier als Richtgröße eingehalten werden.

3 Zusammenfassung und Ausblick

Die Anforderungen der Wasserrahmenrichtlinie machen einen effizienten Umgang mit stickstoffhaltigen Düngemitteln und die Reduzierung von N-Auswaschungen in den Grundwasserkörper nahezu flächendeckend erforderlich. Die Ergebnisse zeigen für Silomais mit Gärrestdüngung, dass eine Reduktion der betriebsüblichen Düngegabe ohne Ertragseinbußen möglich war und die N-Überschüsse (Herbst-N_{min}) deutlich gesenkt werden konnten. Getreideganzpflanzensilagen mit Feldgrasuntersaat diversifizieren die Energiepflanzenfruchtfolge und zeigten 2011 und 2012 niedrige Herbst-N_{min}-Werte. Entscheidend sind jedoch eine gelungene Bestandsbildung des Feldgrases und eine an den realistischen Ertragserwartungen angepasste N-Düngung. Weitere Untersuchungsergebnisse, u. a. zum Sorghum-, Sonnenblumenanbau sind unter www.eva-verbund.de verfügbar.

Literatur

Forschungsverbund EVA (2013): http://www.eva-verbund.de/themen/oekologie/nawaro-anbau-nach-eg-wrrl.html, Zugriff am 25.07.2013

Das bakterielle Konsortium in Biogasanlagen mit Fokus auf hydrolytischen Isolaten

Daniela Köck, Vladimir V. Zverlov, Wolfgang H. Schwarz

Der Prozess des anaeroben Abbaus bis zur Methanbildung im Biogasfermenter ist hinreichend bekannt, wohingegen das Wissen über die genaue Zusammensetzung und die Veränderungen in der mikrobiellen Gemeinschaft während des Abbauprozesses noch sehr limitiert ist. Die Kenntnis und damit ein besseres Verständnis der beteiligten Organismen kann zu einer weiteren Optimierung der Biogasproduktion und zur Vermeidung von Prozessfehlern beitragen. Die Mehrheit der beteiligten Mikroorganismen ist ebenso wie ihre Stoffwechselleistungen bislang nicht ausreichend wissenschaftlich untersucht. In den meisten Studien wurde die Mikrobiologie der Biogasanlage mithilfe von Hochdurchsatztechnologien wie Metagenomanalysen charakterisiert. Da ein Großteil der Mikroorganismen jedoch noch unbekannt ist, fehlen für eine vollständige Interpretation der Daten die nötigen Referenzsequenzen. Um die Hochdurchsatz-DNA-Analytik auch für die Biogasforschung zu erschließen, sollen im Rahmen dieses Forschungsvorhabens neue Verfahren zur Isolation von Mikroorganismen aus Biogasanlagen etabliert und möglichst viele neue Isolate aus einer Modellbiogasanlage gewonnen werden. Die gewonnenen Isolate bilden die Basis für weitere molekulargenetische Untersuchungen zur Bereitstellung von Referenzdaten für die Interpretation von kulturunabhängigen Analysen. Zudem soll die genetische Variation (zwischen verschiedenen Biogasanlagen) einer für den anaeroben Abbau wichtigen, eng definierten Gruppe von Mikroorganismen ermittelt werden. Als Zielorganismus wurde *Clostridium thermocellum* ausgewählt. Hierbei handelt es sich um ein sowohl auf genomischer Ebene als auch auf metabolischer Ebene sehr gut charakterisiertes cellulolytisches, thermophiles, anaerobes Bakterium, welches Bestandteil des hydrolytischen Konsortiums in Biogasanlagen ist. Die genetische Variation zwischen den Isolaten von *Clostridum thermocellum* aus verschiedenen Biogasanlagen soll unter anderem anhand der Unterschiede des Zellproteinprofils (vorrangig ribosomale Proteine) mittels MALDI-TOF-MS untersucht werden.

Bestimmung der chemischen Zusammensetzung von Energiepflanzen mittels NIRS

Roland Baetzel, Peter Tillmann

1 Einleitung

Diese Arbeit ist Teil des Verbundprojektes „Bewertung nachwachsender Rohstoffe zur Biogaserzeugung für die Pflanzenzüchtung (NaRoBi)“, welches von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) finanziert wurde. Ziel war die Entwicklung einer schnellen Screening-Methode für Pflanzenzüchter zur Bestimmung des Methanertrags und der chemischen Zusammensetzung unterschiedlicher Energiepflanzen mittels der Nahinfrarot-Spektroskopie (NIRS).

1.1 Material und Methoden

2 200 Proben wurden von verschiedenen Partnern in gehäckseltem und gefrorenem Zustand übernommen. Vor den Referenz- und NIRS-Analysen wurden die Proben aufgetaut, getrocknet und vermahlen. Der Rest der Probe ging in die Batchversuche zur Bestimmung des Methanertrages. Aus dem Probensatz wurden 1 260 Proben aufgrund ihrer spektralen Variation zur weiteren Analyse ausgewählt. Zur Kalibrationsentwicklung wurden verschiedene Pflanzenarten, wie z. B. Mais, Gras, Sorghum, Kruziferen, Sonnenblume, Ganzpflanzensilage von Weizen, Triticale, Gerste und Roggen, Zwischenfrüchte und Leguminosen genutzt. Insgesamt wurden 1 260 Proben referenzanalytisch untersucht. Aus dem Probenset wurde 1/3 der Proben zur späteren Validation entfernt. Aus den verbleibenden 2/3 wurde mit WinISI 1.50 von FOSS eine Kalibrierung erstellt (Kreuzvalidierung, Modifizierte Partial-Least-Squares-Regression, SNV und 1. Ableitung).

1.2 Ergebnisse und Diskussion

Aufgrund der hohen Anzahl der unterschiedlichen Nutzpflanzenarten, welche in einem Kalibrationsmodell abgedeckt werden sollten, musste eine relativ hohe Zahl an PLS-Faktoren zur Beschreibung der Variation innerhalb des Modells genutzt werden (Tab. 1 und 2). Die Validation wurde sowohl mit dem gesamten Probenset durchgeführt wie auch nach Nutzpflanzenarten getrennt.

Tab. 1: Ergebnisse der Kreuzvalidierung

Parameter	N	PLS-Faktoren	R^2	SECV
Stärke	225	12	0.99	1.57
Rohprotein	400	15	0.99	0.49
Zucker	227	11	0.99	0.71
Öl	241	10	0.90	0.18
Rohfaser	189	11	0.97	0.91
EULOS	109	7	0.94	1.90
ELOS	90	9	0.97	1.55
ADFom	328	10	0.96	1.24
ADL	319	12	0.89	0.48
NDFom	144	8	0.93	2.47

Tab. 2: Ergebnisse der unabhängigen artspezifischen Validierung

Art		Asche	Stärke	Protein	Zucker	Fett	Rohfaser	Eulos	Elos	ADF	ADL
GPS	N/Outlier	91	43	79/4	60	44/1		2	2	56	56/1
	Slope	0.98	1.00	1.05	0.99	0.73				0.99	0.79
	RSQ	0.90	0.98	0.90	0.95	0.61				0.92	0.61
	SEP(C)	0.67	1.13	0.63	1.56	0.22				1.23	0.53
	Bias	0.17	-0.05	-0.05	0.04	0.05				0.16	-0.04
Silomais	N/Ausreißer	78/2	66	33/1	10	34	38/1		13	40/1	40/2
	Slope	0.64	0.97	0.81		0.84	0.93		0.90	0.94	0.45
	RSQ	0.70	0.94	0.85		0.70	0.92		0.82	0.63	0.16
	SEP(C)	0.45	1.64	0.31		0.21	0.99		1.38	1.56	0.48
	Bias	-0.11	-0.29	-0.04		-0.06	-0.15		0.73	-0.26	0.03
Gräser-artige	N/Outlier	85/3		35	21	13	47/2	49	34	21	21
	Slope	1.07		0.92	1.00	1.41	0.96	0.93	1.02	1.05	1.12
	RSQ	0.82		0.92	0.99	0.80	0.87	0.90	0.96	0.95	0.60
	SEP(C)	1.43		0.61	0.96	0.21	1.17	2.01	1.29	0.97	0.95
	Bias	-0.06		0.03	-0.24	0.12	-0.33	0.09	0.06	0.23	0.06

Slope = Neigung, RSQ = Bestimmtheitsmaß, SEP(C) = Standardfehler der Vorhersage

1.3 Schlussfolgerung

Die Nutzung verschiedener Spezies in einer Kalibrierung führt zu einer höheren Präzision als die Nutzung von artspezifischen Probensets. Die aufgezeigten Ergebnisse verdeutlichen, dass es möglich ist, eine Kalibrierung auf Basis einer großen Zahl unterschiedlicher Nutzpflanzen zu erzeugen.

Bestimmung des Methanertrags von Energiepflanzen mittels NIRS

Roland Baetzel, Peter Tillmann

1 Einleitung

Diese Arbeit ist Teil des Verbundprojektes "Bewertung nachwachsender Rohstoffe zur Biogaserzeugung für die Pflanzenzüchtung" (NaRoBi), welche von der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) finanziert wurde. Das Hauptziel des NaRoBi-Projektes war die Entwicklung einer schnellen Screening-Methode für Pflanzenzüchter zur Bestimmung des Methanertrages von Energiepflanzen.

1.1 Material und Methoden

2 200 Proben wurden von verschiedenen Partnern in gehäckseltem und gefrorenem Zustand übernommen. Der Methanertrag wurde am aufgetauten ungetrockneten Gut bestimmt. Vor den weiteren Referenz- und NIRS-Analysen wurden die Proben getrocknet und vermahlen. 1 070 Proben wurden aufgrund ihrer spektralen Variation zur weiteren Untersuchung ausgewählt. Zur Kalibrationsentwicklung wurden unterschiedliche Nutzpflanzen, wie z. B. Mais, Gras, Sorghum, Kruziferen, Sonnenblume, Ganzpflanzensilage von Weizen, Triticale, Gerste und Roggen, Zwischenfrüchte und Leguminosen herangezogen (Abb. 1). Insgesamt wurden 791 von 1 070 Proben in Doppelbestimmung nach

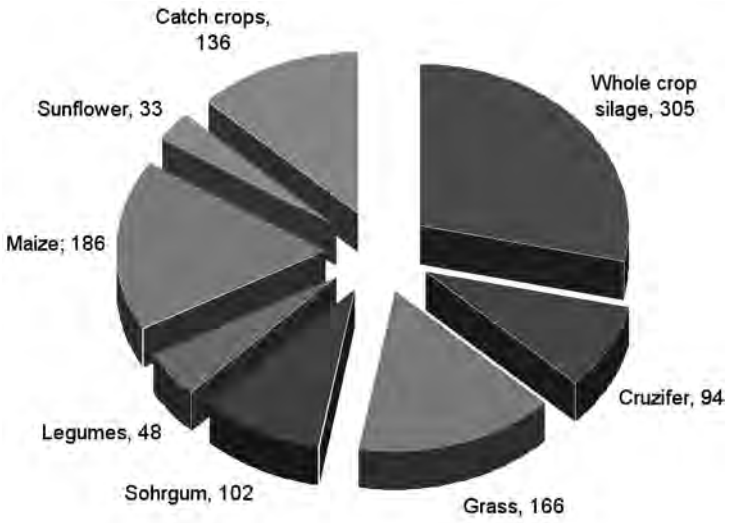


Abb. 1: Probenzahl in der Kalibrierung verwendeter Arten

VDLUFA-Methode (Band VII Umweltanalytik, 4.1.1 Bestimmung der Biogas- und Methanausbeute in Gärtests) auf ihren Methanertrag untersucht.

1.2 Ergebnisse und Diskussion

Die ausgewählten Proben wurden sowohl auf Methanertrag wie auch auf Futterparameter hin untersucht. Um Kalibrierungen für verschiedene Spektrometer-Typen zur Verfügung zu stellen, wurden Spektren in Doppelmessung auf dem NIRSystem 5000 (Fa. FOSS), dem Corona 45 Plus (Fa. Zeiss) und dem MPA (Fa. Bruker) aufgenommen. Die Kalibrationsentwicklung wurde sowohl am gesamten Probenset wie auch artspezifisch durchgeführt (Tab. 1).

Tab. 1: Ergebnisse der Kreuzvalidierung für die unterschiedlichen Probensets

Probenset	MFY	N	PLS	R^2	SECV
Total	NL/kg oTS	507	8	0.58	31.1
WCS	NL/kg oTS	110	1	0.16	26.3
Maize	NL/kg oTS	153	6	0.73	34.2
Cruzifers*	NL/kg oTS	118	3	0.45	31.3
Grass	NL/kg oTS	164	6	0.56	31.2
Legumes*	NL/kg oTS	30	2	0.75	34.9
Sorghum	NL/kg oTS	63	4	0.80	19.0

Die unabhängige Validierung (Tab. 2) zeigt bezüglich des Gesamtsets Sorghum ähnliche Ergebnisse wie die Kreuzvalidierung. Bei den anderen Arten sinkt das R^2 stark ab.

Tab. 2: Unabhängige Validierung der Kalibrierungen (gesamt und artspezifisch)

Probenset	MFY	N/Outlier	Slope	R^2	SEP(C)
Total	NL/kg oTS	282/10	1.05	0.56	34.9
WCS	NL/kg oTS	62	1.15	0.20	31.4
Maize	NL/kg oTS	69	0.40	0.07	48.0
Grass	NL/kg oTS	49	0.66	0.36	28.3
Sorghum	NL/kg oTS	34	0.84	0.57	27.0

1.3 Schlussfolgerung

Die Kalibrierung, die alle Energiepflanzen einschließt, offenbart bezüglich der Präzision bessere Ergebnisse als die artspezifischen Kalibrierungen. Die Auswertung zeigt, dass in Doppelbestimmung gemessene Methanerträge nicht zu praxistauglichen Kalibrierungen führen. Eine verlässliche Selektion von Genotypen mit hohen Methanerträgen kann somit nicht garantiert werden.

Optimierung der anaeroben Vergärung von Substratmischungen mit Zuckerrübensilage

Daniel Einfalt, Sharif Ahmed, Susanne Langer, Marian Kazda

1 Einleitung

Maissilage, Gräser und Reststoffe aus der Landschaftspflege sind faserreiche Substrate, die häufig in der Biogaserzeugung eingesetzt werden (Johann Heinrich von Thünen-Institut 2009). In einem durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) geförderten Vorhaben (FKZ 220-135-11) soll ein optimales Mischungsverhältnis zwischen solchen Substraten und Zuckerrüben ermittelt werden. Des Weiteren wird erwartet, dass der anaerobe Abbau des Substratmix durch Beimpfung mit cellulolytischen Clostridien und anaeroben Pilzen verbessert wird.

2 Versuchsaufbau

2.1 Laboraufbau

Der Laboraufbau bestand aus 4 parallel betriebenen volldurchmischten Fermentationsgefäßen (12 l), welche in einem beheizbaren Wasserbad erwärmt wurden (40 °C). Das entstehende Gas wurde für jeden Fermenter durch eine Messstrecke mit Biogasvolumenstromzähler und Methansensor geleitet. Des Weiteren wurden regelmäßig die pH-Werte und die FOS/TAC-Werte überprüft.

2.2 Batch-Gärversuche der Substratmischungen

Die Substratmischungen bestanden aus Maissilage (M) und Zuckerrübensilage (Z) (Tab. 1), welche im oTS-Verhältnis von 1 : 0, 6 : 1, 3 : 1 und 1 : 3 (M : Z) vergoren wurden. Die Substratmischungen wurden zu aktivem Inoculum gegeben. In jedem Fermenter wurde eine anfängliche Raumbelastung von 46,21 kg oTS m^{-3} angestrebt. Die Verweilzeit betrug 552 h (23 d).

Tab. 1: Substratcharakterisierung

Substrat	TS [%]	oTS [%]	N [%]	C [%]
Inoculum	4,67	53,74	3,63	40,82
Zuckerrübensilage	21,45	71,73	0,94	38,35
Maissilage	32,76	81,36	1,15	47,12

3 Ergebnisse

Bei den Batch-Gärversuchen der Substratmischungen zeigte Fermenter F2 (M : Z–6 : 1) zunächst eine starke Biogasproduktion, fiel allerdings bis Ende des Gärversuchs auf den geringsten Biogasertrag ab (Abb. 1). Er erreichte auch das geringste Methanvolumen (34,86 Nl). Der höchste Biogasertrag wurde am Ende des Gärversuchs bei Fermenter F3 (M : Z-3 : 1) deutlich (70,09 Nl). Dieser zeigte den höchsten Methanertrag (39,46 Nl).

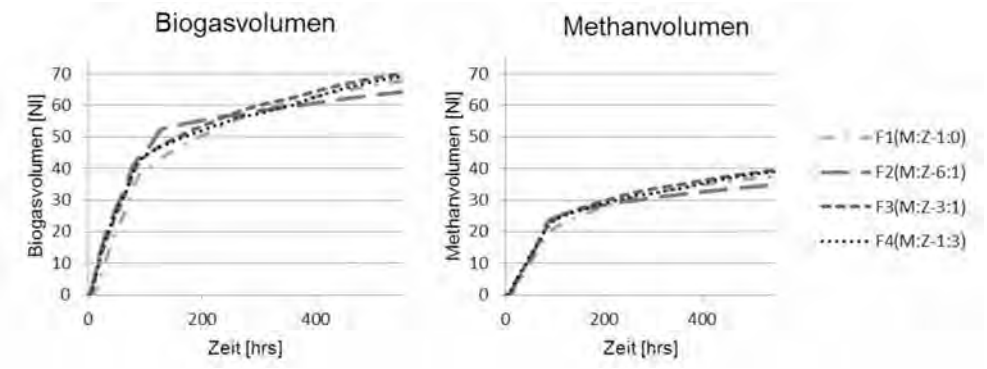


Abb. 1: Erzeugtes Biogas- und Methanvolumen der Batch-Gärversuche; M = Maissilage, Z = Zuckerrübensilage

Der höchste spezifische Methanertrag wurde von Fermenter F4 erreicht mit einem Mischungsverhältnis von 1 : 3 (M : Z) (Tab. 2). Der geringste spezifische Methanertrag wurde von Fermenter F2 mit Mischungsverhältnis 6 : 1 (M : Z) erreicht. Diese von uns ermittelten Erträge liegen in einem ähnlichen Bereich wie die von Hartmann (2011) für Monovergärung von Mais- bzw. Zuckerrübensilage ermittelten, wobei optimierte Mischungen Vorteile bringen können (Tab. 2).

Tab. 2: Spezifischer Methanertrag der Batch-Gärversuche; M = Maissilage, Z = Zuckerrübensilage

Fermenter	Verhältnis M : Z	Spezifischer Methanertrag Nl kg^{-1} oTS	Abweichung zu Fermenter 1 %
F1	1 : 0	429,59	
F2	6 : 1	401,63	– 6,51
F3	3 : 1	458,00	6,61
F4	1 : 3	470,07	9,43

Literatur

Johann Heinrich von Thünen-Institut (2009): Biogas-Messprogramm II. Braunschweig

Hartmann, S. (2011): Lohnt die Zuckerrübenvergärung? Biogas Journal 02/11, Freising

Biogas- und Methanbildungsvermögen verschiedener landwirtschaftlicher Kulturen

Frank Hengelhaupt, Katja Gödeke, Christoph Strauss

1 Veranlassung und Durchführung

Bedingt durch die mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2004 veränderte Energiepolitik und der damit verbundenen günstigen Gesetzeslage wurde ein verstärktes Interesse an der Biogasproduktion, v. a. im landwirtschaftlichen Bereich, gefördert. Bisher kam als Kosubstrat daher hauptsächlich Mais zum Einsatz. Um Informationen zu pflanzenbaulichen Optionen für eine vielfältige Gestaltung von Fruchtfolgen zu bieten, wurden im Rahmen des Verbundprojektes „EVA“ und dessen Nachfolgeprojekt „EVA 2“ (gefördert jeweils vom Bundesministerium für Entwicklung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), Laufzeit 2005–2008 bzw. 2009–2012) am Standort Dornburg 8 verschiedene Fruchtfolgen mit insgesamt 12 unterschiedlichen Fruchtarten angebaut. Diese gelten dabei als mögliche Biogassubstrate. Um Aussagen über das Biogas- und Methanpotenzial zu erhalten, wurde das einsilierte Pflanzenmaterial mittels Biogasertragstest (BT) nach dem Hohenheimer-Prinzip untersucht (VDI-RL 4630 und VDLUFA Methodenbuch VII). Die aus dem EVA-Projekt stammenden Fruchtarten wurden hierbei durch weitere ergänzt, um ein möglichst breites Spektrum abzubilden und den Informationswert zu erhöhen.

2 Ergebnisse

Es konnte gezeigt werden, dass bei den Fruchtarten z. T. deutliche Unterschiede in Bezug auf die Gasausbeuten bestehen. In der Fruchtartengruppe Getreide bzw. Mischungen mit Getreide erreichten einzelne Fruchtarten/-mischungen gleich hohe oder sogar höhere Methanausbeuten als Mais; hier scheinen der Winterweizen, auch in Mischung, und die Wintergerste vielversprechend. Innerhalb der Fruchtarten erbrachte immer der Erntezeitpunkt im früheren Entwicklungsstadium, wie es beim Anbau von Zwischenfrüchten und Zweitfrüchten der Fall ist, die jeweils höhere spezifische Gasausbeute, vermutlich aufgrund des geringeren Ligningehaltes. Einige „exotische“ Fruchtarten, die z. T. ein noch sehr bescheidenes Gasbildungspotenzial zeigen, versprechen aber aufgrund der großen Streubreite der Messwerte, bei weiterer züchterischer Bearbeitung sowie anbautechnischer Optimierung, eine zukünftige Relevanz als Einsatzsubstrat in der Biogasanlage zu

erlangen. Die Arbeiten am Standort Dornburg werden im Folgeprojekt EVA III fortgeführt und tragen so maßgeblich zu gesicherten Aussagen bezüglich der Gasausbeuten landwirtschaftlicher Kulturarten bei.

Danksagung

Das Projekt EVA (I–III) wird mit Mitteln des BMELV über die FNR gefördert.

Stoffliche Nutzung lignocellulosehaltiger Gärprodukte für Holzwerkstoffe

Roland Essel, Ute Bauermeister, Christoph Heitmann, Thomas Meier, Alfred Pfemeter, Michael Carus

1 Hintergrund und Zielsetzung

Die deutsche Holzwerkstoff-Industrie sucht cellulosehaltige alternative Rohstoffe, weil die Versorgung mit Holz auf immer unsichereren Füßen steht. Gerade der Energiebereich sorgt zunehmend für zusätzliche Nachfrage, Verknappung und Verteuerung von Holz, insbesondere bei den sogenannten Sägenebenprodukten. Es wird erwartet, dass sich diese Problematik in wenigen Jahren erheblich verschärfen wird (Mantau et al. 2010, Carus und Raschka 2010). Bisherige Untersuchungen haben gezeigt, dass weder cellulosehaltige Ackerkulturen (Pappeln, Weiden, Miscanthus, Hanf) noch Reststoffe oder Importe geeignete Rohstoffe in ausreichender Menge und zu günstigen Preisen zur Verfügung stellen können (Pauls et al. 2008). Es droht eine Abwanderung der Holzwerkstoff-Industrie aus Deutschland.

Gerade die großen Biogas-Betreiber stehen zunehmend vor dem Problem, wie sie die Gärprodukte aus ihrer Biogasproduktion optimal in Wert setzen können. Eine stoffliche Nutzung der Gärprodukte in der Holzwerkstoff-Industrie ist hier eine ganz neue Option, die ökologisch und ökonomisch interessanter sein könnte als andere Nutzungsformen. Mit dem Projekt „Stoffliche Nutzung lignocellulosehaltiger Gärprodukte für Holzwerkstoffe“ wird deshalb das Ziel verfolgt, die technische und ökonomische Machbarkeit der stofflichen Nutzung von faserhaltigen Reststoffen aus der Biogaserzeugung in der Produktion von Spanplatten und mitteldichten Faserplatten (MDF) zu realisieren.

2 Vorgehen und vorläufige Ergebnisse

In enger Zusammenarbeit der Glunz AG als Holzwerkstoffproduzenten, der BENAS Biogasanlagen GmbH als Betreiber einer Biogasanlage, der GNS (Gesellschaft für Nachhaltige Stoffnutzung mbH) und der nova-Institut GmbH ist ein Verfahren zur Nutzung von Gärprodukten aus der Biogasproduktion für die Holzwerkstoffindustrie entwickelt worden. Die Gärprodukte sind in der eigens hierfür umgebauten Biogasanlage produziert und über das patentierte Verfahren der ANAStrip®-Behandlung von anorganischen Stickstoffbestandteilen gereinigt worden (Bauermeister et al. 2009). Die Glunz AG hat die

auf diese Weise vorbehandelten Gärprodukte als alternative Rohstoffe zur Substitution herkömmlicher Einsatzstoffe in der experimentellen Herstellung von Span- und MDF-Platten verwendet (Abb. 1). Die erfolgreichen Laborversuche sollen nun in einem Betriebsversuch zur Herstellung von Laminat-Fußboden überprüft werden.

Abb. 1: Laborversuche von MDF- und Spanplatten mit unterschiedlichen Anteilen vorbehandelter Gärprodukte (Foto: R. Essel)

3 Fazit

Das Projekt entwickelt und optimiert eine Prozesskette zur Kaskadennutzung von Biogassubstraten: Nach der energetischen Nutzung in der Biogasproduktion erfolgt die stoffliche Nutzung der Reststoffe (Gärprodukte) in hochwertigen Anwendungen wie MDF- oder Spanplatten, die dann später erneut stofflich (Recycling) und abschließend wieder energetisch genutzt werden können.

Literatur

Bauermeister, U.; Wild, A.; Meier, T. (2009): Stickstoffabtrennung mit dem ANAStrip®-Verfahrensystem GNS. In: Gülzower Fachgespräche Band 30: Gärrestaufbereitung für eine pflanzenbauliche Nutzung – Stand und F&E-Bedarf. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow

Carus, M.; Raschka, A. (2010): Entwicklung von Förderinstrumenten für die stoffliche Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen in Deutschland. Hürth

Pauls, A.; Carus, M.; Piotrowski, S.; Breuer, T.; Frölich, W.; Hau, A.; Gahle, C.; Drevermann, D. (2008): Potenzialanalyse über alternative heimische und exotische Nachwachsende Rohstoffe für die Holzwerkstoffindustrie in Deutschland. Hürth

Mantau, U. et al. (2010): Real potential for changes in growth and use of EU forests – Euwood final report. Hamburg

Förderung

Das Projekt „Stoffliche Nutzung lignocellulosehaltiger Gärprodukte für Holzwerkstoffe“ wird gefördert durch die Deutsche Bundesstiftung Umwelt (Aktenzeichen: 28691-34).

Anbaufolge Mais und Winterroggen auf diluvialen Standorten – pflanzenbauliche und ökonomische Bewertung

Gunter Ebel, Peter Kornatz, Janine Dunkel, Gert Barthelmes, Joachim Aurbacher

1 Einleitung

In Fruchtfolgen mit Energiepflanzen zur Gärsubstratproduktion kann eine Vornutzung (z. B. Grünschnittroggen als Winterzwischenfrucht) abweichende Saatzeiten für Mais bedingen. Interessant hierbei ist die Wechselwirkung zwischen Saattermin, Sorte, Erntezeitpunkt und deren Einfluss auf die Nachfrucht. Diesbezüglich wurden am Standort Güterfelde (Kreis: Potsdam-Mittelmark, AZ: 29-33, Bodenart: lS; 545 mm Niederschlag/a, ∅ Jahrestemp.: 9,1 °C) 2 Versuche mit der auf diluvialen Standorten Brandenburgs typischen Anbaufolge Silo- bzw. Biogasmais/Winterroggen für die Marktfruchtnutzung im Zeitraum 2009–2012 durchgeführt[1].

Es wurde sowohl der Einfluss der Saatzeit und der Maissorte auf die Nachfrucht bei einheitlicher Maisernte und optimalem Getreideaussaattermin (Versuch 1) als auch bei reifegerechter/sortenabhängiger Maisernte und zeitversetztem Getreideaussaattermin (Versuch 2) geprüft. Folgend werden die dreijährigen Ergebnisse aus pflanzenbaulicher und ökonomischer Sicht zusammengefasst[2].

2 Annahmen der ökonomischen Bewertung

Je nach pflanzenbaulichen und betrieblichen Möglichkeiten beeinflusst die ökonomische Tragfähigkeit eines Anbausystems, im Wesentlichen die Entscheidungen des Landwirts. Entscheidungskriterium ist in der Regel der Deckungsbeitrag, der sich aus der Differenz zwischen variablen Leistungen und variablen Kosten ergibt. Im Weiteren sind die fixen Arbeitserledigungskosten mitberücksichtigt, sodass hier die direkt- und arbeitserledigungskostenfreie Leistung (DAKfL) als Vergleichsmaßstab dient.

[1] Satellitenversuche innerhalb des vom BMELV geförderten Projekts „Entwicklung und Vergleich von optimierten Anbausystemen für die landwirtschaftliche Produktion von Energiepflanzen unter den verschiedenen Standortbedingungen Deutschlands" (EVA) - Projektträger: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FKZ: 22013008).
[2] Kurztitel: Vegetationszeitausnutzung - Versuchsbeschreibung: http://www.eva-verbund.de.

Generell werden standortangepasste, praxisübliche Arbeitsverfahren unterstellt, wie sie in den Versuchen des EVA-Projektes durchgeführt wurden. Diese werden mit den in der Datensammlung Betriebsplanung Landwirtschaft (KTBL 2008) hinterlegten Kosten für eine Mechanisierung von 120 kW bei einer Schlaggröße von 10 ha und einer Hof-Feld-Entfernung von 5 km mit einem Dieselpreis von 1,33 €/l bewertet. Der Lohnansatz beträgt 15 €/AKh. Für die Bewertung wird für den Mais die Nutzung als Biogassubstrat mit einer CH_4-Ausbeute von 314 Nl/kg TM unterstellt. Je m^3 Methan wird ein Erlös von 0,33 € unterstellt, der sich aus einem Silagepreis von 33,50 €/t frei Silo ableitet. Winterroggen wird als Marktfrucht zu einem Preis von 18,29 €/dt (mittlerer Preis der Jahre 2010–2012) unter Berücksichtigung einer Trocknung auf 86 % TM verkauft.

3 Ergebnisse

Durch den noch stattfindenden Ertragszuwachs lagen bei einer reifegerechten Ernte die Maiserträge (im Mittel mit 158 dt TM/ha) und die Deckungsbeiträge höher als bei einem einheitlichen Erntetermin der Sorten (relativ 96). Gleichzeitig konnte das TM-Gehaltsoptimum (28–35 %) bei den einzelnen Sorten besser eingehalten werden (Verbesserung der Transportwürdigkeit und Siliereigenschaften).

Tab. 1: Erträge und direkt- und arbeitserledigungskostenfreie Leistung (DAKfL) von Mais zu unterschiedlichen Saatzeiten und reifegerechter Ernte und dessen Einfluss auf die Nachfrucht Winterroggen für die Kornnutzung (WR); jeweils Mittel von 3 Versuchsjahren im Zeitraum 2009–2012; Versuch: Vegetationszeitausnutzung am Standort Güterfelde[1)]

	Ertrag				DAKfL		
	Mais		WR-Korn		Mais	WR-Korn	Σ
	TM dt/ha	TM rel.	dt/ha 86 % TM	Korn rel.	€/ha	€/ha	€/ha
Saatzeit 1 (20.04./3. Septemberdekade)							
S200	140	89	74		288	621	909
S240	154	97	71		354	585	939
S280	177	112	72		482	592	1 074
Mittel	157	99	72	122	375	599	974
Saatzeit 2 (20.05./1. Oktoberdekade)							
S200	154	97	61		356	442	798
S240	164	104	59		405	418	823
S280	192	122	57		581	384	965
Mittel	170	108	59	99	447	415	862

Fortsetzung und Fußnote nächste Seite

	Ertrag				DAKfL		
	Mais		WR-Korn		Mais	WR-Korn	Σ
	TM dt/ha	TM rel.	dt/ha 86 % TM	Korn rel.	€/ha	€/ha	€/ha
Saatzeit 3 (20.06./3. Oktoberdekade)							
S200	134	85	46		203	248	451
S240	154	97	47		310	263	573
S280	154	97	49		289	288	577
Mittel	147	93	47	79	267	267	534
Versuch	158	100	60	100			

1) Saatzeiten 2 und 3 vor Mais Vorfrucht Ackergras (extensiv), aufgrund Exaktversuch hier keine direkte Vornutzung mit Grünschnittroggen bzw. Ganzpflanzengetreide; vgl. Textteil.

Im Mittel aller Saatzeiten erbrachte bei reifegerechter Ernte die Maissorte der mittelspäten Reifegruppe (S280) Mehrerträge von 20 % gegenüber der Sorte der frühen Reifegruppe (S200), was sich ebenfalls deutlich in der ökonomischen Bewertung zeigt (Tab. 1).

Maiserträge von Aussaaten bis Ende Mai müssen gegenüber der Saatzeit in der 3. Aprildekade nicht zwangsläufig unterlegen sein (abhängig vom Verlauf der Jahreswitterung). Dieses gilt vornehmlich für den Vergleich des Hauptfruchtanbaus mit unterschiedlichen Saatzeiten ohne eine wasserzehrende Winterzwischenfrucht vor dem Mais (hier dargestellt). Bei Mais in Zweitfruchtstellung nach Grünschnittroggen ist mit Ertragseinbußen gegenüber dem Hauptfruchtanbau von ca. 12–22 % zu rechnen (Ergebnisse EVA-Fruchtfolgen). Bei späten Saatterminen ab Mitte Juni besteht ein hohes Risiko des Nichterreichens des TM-Gehaltsminimums von 28 % bei allen Reifegruppen, gekoppelt mit Ertragseinbußen von bis zu 45 dt TM/ha und deutlich geringeren ökonomischen Leistungen (Tab. 1).

Nach reifegerechter Ernte des Maises (späte Aussaat und/oder Sorten) führte eine Saatzeitverspätung der Nachfrucht Winterroggen von 14 Tagen zu einem Minderkornertrag von 20 % bzw. von ca. 40 % bei einer Saatzeitverspätung von > 4 Wochen (Ende Oktober) mit ebenfalls erheblichen Auswirkungen auf die DAKfL (Tab. 1).

Bei einheitlicher Aussaat der Nachfrucht Winterroggen beeinflussten die Saatzeitvarianten des Vorfruchtmaises (Versuch 1) wie auch die Maissortenwahl (beide Versuche) nur im geringen Maße die Kornertragsergebnisse und somit die ökonomische Leistung der Nachfrucht Winterroggen.

4 Empfehlungen für die Praxis

Für die Fruchtfolgegestaltung im Frühjahr sind die Auswirkungen auf die Herbstaussaat zu beachten. Aus ökonomischer Sicht ist eine reifegerechte Maisernte und eine optimale

Saatzeit für Winterroggen (unter den gegebenen Standortbedingungen 20.–30.09.) als typische Maisnachfrucht auf den leichten bis mittleren Diluvialböden NO-Deutschlands anzustreben. Mittelfrühe und mittelspäte Maissorten bis ca. S280 (ökonomisch vorzüglichste Variante) stehen in der Empfehlung für die Hauptfruchtaussaat. Auch bei späteren Saatterminen im Mai konnte in Hauptfruchtstellung ohne Vornutzung die mittelspäte Sorte ökonomisch überzeugen. Das Risiko einer geringeren ökonomischen Leistung für die Marktfrucht Winterroggen durch einen späteren Saattermin (1. Oktoberdekade) kann hier durch den Mais ausgeglichen werden. Dieses wird allerdings in Zweitfruchtstellung nach Grünschnittroggen durch die dann geringeren Maiserträge (mittlerer Ertrag Praxis 80–100; Versuch 114–132 dt TM/ha) nur schwer auszugleichen sein. Hier kann im günstigsten Fall mit einer Maissorte der frühen Reifegruppe der optimale Aussaattermin für die Nachfrucht Winterroggen eingehalten werden. Beim Anbau von mittelfrühen oder mittelspäten Sorten in Zweitfruchtstellung nimmt das Risiko einer verspäteten Wintergetreideaussaat zu. Wird Winterroggen verspätet gesät und Mais nicht als Hauptfrucht angebaut, kann bis zu 50 % der ökonomischen Leistungsfähigkeit eingebüßt werden. Der Erfolg des Fruchtwechsels Grünschnittroggen/Mais/Winterroggen ist nicht nur witterungsabhängig, sondern wird auch von den betrieblichen Möglichkeiten beeinflusst, um die agrotechnisch günstigen Termine einzuhalten (z. B. Direktsaat). Mais oder eine schnell abreifende Sudangrashybride als „Sommerzwischenfrucht“ nach Ganzpflanzengetreide sind pflanzenbaulich sehr unsicher (Ertragseinbußen, unzureichende TM-Gehalte, Saatzeitverspätungen der Nachfolgefrucht). Gegebenenfalls sollte nach Ganzpflanzengetreide eine Zwischenfrucht zur Gründüngung (z. B. Phacelia) folgen, sodass der optimale Wintergetreideaussaattermin eingehalten werden kann.

Literatur

KTBL (2008): Betriebsplanung Landwirtschaft 2008/2009. Darmstadt

Wirtschaftlichkeit der Gärrestausbringung – Eine ökonomische Betrachtung der Gärrestausbringung anhand der Parzellenversuche des EVA-Verbundprojekts in Abhängigkeit von der Ausbringungsentfernung am Beispiel Silomais

Peter Kornatz, Janine Dunkel, Klaus Dietz, Florian Gebser, Joachim Aurbacher

1 Einleitung

Gärrest stellt aufgrund seines Nährstoffgehaltes einen wertvollen Dünger dar. Der hohe Wassergehalt macht Gärrest allerdings zu einem relativ transportunwürdigen Gut. Aus diesem Zusammenhang heraus stellt sich hier die Frage nach ökonomisch sinnvollen Ausbringungsstrategien für den Gärrest.

2 Methodik

Die Feldversuche zur Gärrestausbringung wurden vom Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ) Straubing koordiniert und von den jeweiligen Verbundpartnern durchgeführt. Im Folgenden soll kurz auf den Versuchsaufbau und die Annahmen der ökonomischen Bewertung eingegangen werden. Generell wird davon ausgegangen, dass der aus dem Substrat anfallende Gärrest wieder auf die Fläche ausgebracht wird und der P- und K-Kreislauf geschlossen ist. Somit unterliegt nur der Stickstoff Verlusten, die durch Mineraldünger ausgeglichen werden.

Die hier gezeigten Werte beziehen sich auf das Jahr 2011 und sind deshalb mit Jahreseffekten behaftet. Dennoch sind erste Tendenzen erkennbar.

2.1 Gärrestfeldversuche

Bei den Gärrestversuchen wurde bewusst zu viel oder zu wenig Gärrest ausgebracht, um die Auswirkungen auf den Ertrag zu untersuchen. Für die ökonomische Bewertung wurden die Varianten mit 75 %, 100 % und 125 % pflanzenverfügbarem Gärrest-Stickstoff für die Kulturart Silomais für das Jahr 2011 betrachtet. Als Referenz dient eine Düngungsvariante mit 100 % pflanzenverfügbarem mineralischem Stickstoff.

2.2 Annahmen der ökonomischen Bewertung

Generell werden standortangepasste, praxisübliche Arbeitsverfahren unterstellt, wie sie in den Versuchen des EVA-Projektes durchgeführt wurden. Diese werden mit den in der Datensammlung Betriebsplanung Landwirtschaft (KTBL 2008) hinterlegten Kosten für eine Mechanisierung von 120 kW bei einer Schlaggröße von 10 ha mit einem Dieselpreis von 1,02 €/l bewertet. Der Lohnansatz beträgt 15 €/AKh. Der anfallende Gärrest wurde in Abhängigkeit zum Ertrag und zum Nährstoffgehalt als Leistung verbucht.

Für die Ausbringungskosten wurde unterstellt, dass die aus dem Ertrag abgeleitete Gärrestmenge wieder auf das Feld zurückgeführt wird und der Kultur Silomais zugute kommt. Eine Ausbringung in Fruchtfolgen bleibt vorerst unberücksichtigt. Für jede Variante wurden die Deckungsbeiträge in Abhängigkeit von 1–10 km Hof-Feld-Entfernung berechnet. Es wird angenommen, dass der in Bezug zur mineralischen N-Referenzdüngung überschüssige Gärrest auf anderen Flächen in einer Entfernung von 5 km ausgebracht wird. Dafür werden Ausbringungskosten von 3,97 €/m³ angesetzt.

3 Ergebnisse

Mit steigender Transportentfernung reduzieren sich die Deckungsbeiträge aufgrund der höheren Transportkosten für den Gärrest (Abb. 1). Gärrestvarianten mit hohen Stickstoffmengen weisen einen höheren Deckungsbeitrag auf als Varianten mit geringen Stickstoffmengen. Angesichts des hohen Transportaufwandes für Gärrest, war dieses Ergebnis so nicht zu erwarten. Die Veränderung des Ertragsniveaus erklärt jedoch die Entwicklung der Deckungsbeiträge, sodass der Effekt der Transportentfernung des Gärrestes zweitrangig wird. Bei ähnlichen Ertragsniveaus der Varianten, wie es am Standort Ascha der Fall ist (Variante 125 % Gärrest und 100 % mineralisch), wird der Effekt der Transportentfernung deutlich.

4 Fazit

Mit zunehmender Hof-Feld-Entfernung fallen die Deckungsbeiträge erwartungsgemäß stark ab. Die Unterschiede zwischen Mineraldünger- und Gärrestvarianten sind jedoch geringer als erwartet. Daraus resultiert, dass unter den getroffenen Annahmen und in der Spanne der betrachteten Hof-Feld-Entfernung die Gärrestausbringung ökonomisch in den meisten Fällen gegenüber der Mineraldüngung vorzüglich ist. Es muss jedoch beachtet werden, dass das Niveau der Deckungsbeiträge stark vom Ertragsniveau abhängig ist. Bei ähnlichen Ertragsniveaus und steigender Hof-Feld-Entfernung wird die mine-

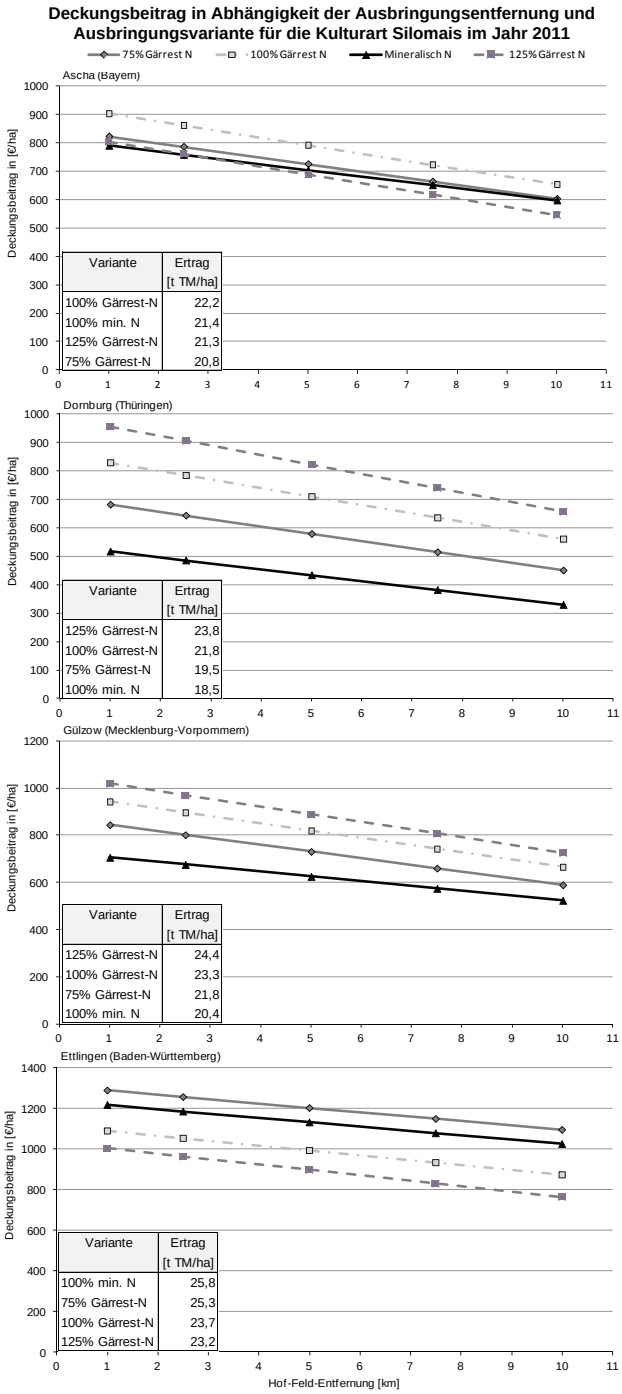


Abb. 1: Deckungsbeträge in Abhängigkeit der Hof-Feld-Entfernung und der Versuchsvarianten

ralische Düngung zunehmend vorzüglicher. Bei einer einjährigen Auswertung, wie sie hier durchgeführt wurde, sind die Ergebnisse stark mit Jahreseffekten behaftet, sodass die Aussagen eine erste Tendenz widerspiegeln, für exakte Aussagen jedoch weitere Versuchsjahre berücksichtigt werden müssen.

Literatur

KTBL (2008): Betriebsplanung Landwirtschaft 2008/2009. Darmstadt

Betrachtungen zu Treibhausgas- und Energiebilanzen im Energiepflanzenanbau

Jana Peters, Andreas Gurgel

1 Einleitung

In der Diskussion um Fragen des Energiepflanzenanbaus wird immer häufiger die Umweltverträglichkeit als ein wichtiges Bewertungskriterium hinzugezogen. Hierbei spielen insbesondere die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen), aber auch die Energieeffizienz der Biogasproduktion eine wesentliche Rolle. Derzeit unterschiedliche Bewertungsansätze erschweren jedoch eine objektive Beurteilung der Ergebnisse maßgeblich. Differenzen entstehen hierbei insbesondere durch die Anwendung pauschalisierter Parameter, undefinierter Bilanzierungsgrenzen, sowie durch Unstimmigkeiten der Allokationsverfahren. Eine Vergleichbarkeit und Interpretation von Ökobilanzen unterschiedlicher Institutionen ist somit nur bedingt möglich.

Die nachfolgenden Ergebnisse bilden einerseits produktionsexakte, detaillierte THG- und Energiebilanzen ab. Andererseits sollen die durch das Modell aufgezeigten Kalibrierungsmöglichkeiten für ein optimiertes Anbauverfahren im Einklang mit einer Verbesserung der Ökobilanzen verdeutlicht werden.

2 Material und Methoden

Basis für die Auswertung ist das seit 2005 mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) finanzierte und von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) betreute Verbundprojekt „Entwicklung und Vergleich von optimierten Anbausystemen für die landwirtschaftliche Produktion von Energiepflanzen unter den verschiedenen Standortbedingungen Deutschlands (EVA)“.

In Mecklenburg-Vorpommern wird der Versuch am Standort Gülzow von der Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei durchgeführt. Eine akribische Dokumentation der geleisteten acker- und pflanzenbaulichen Maßnahmen, die Versuchsergebnisse der letzten 6 Anbaujahre und weitere Parameter wie Bodenverhältnisse und Witterungsbedingungen fließen in die prozessgenaue Modellierung ein.

Die Bilanzierung wurde mit dem vom Leibnitz-Zentrum für Agrarlandschaftsforschung (ZALF) entwickelten Modell MiLA (Model for integrated Life Cycle Assessment for Agriculture) kalkuliert. Mit dem Modell können derzeit Ökobilanzen nach ISO

14040/14044 und VDI 4600 mit 2 Wirkungskategorien (Treibhausgaseffekt und Energieaufwand) erstellt werden. Die Systemgrenze bezieht sich auf eine Hoftoranalyse (von der Wiege bis zum Hoftor), dabei werden alle Umweltbelastungen, die beim Anbau der Fruchtarten entstehen, mit den Vorketten betrachtet (Willms et al. 2012).

3 Ergebnisse

Die in Abbildung 1 dargestellten Bilanzierungen zeigen die Beeinflussung unterschiedlicher Anbaumaßnahmen auf die ökologischen Parameter. Dazu wurden gleiche Kulturarten mit unterschiedlichen Anbauintensitäten einander gegenübergestellt.

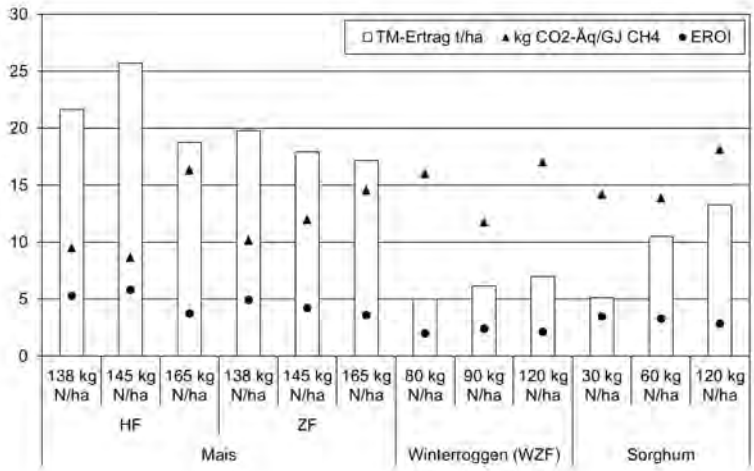


Abb. 1: Vergleich von THG-Bilanzen aus EVA-Anbau

Die durch unterschiedliche Anbauintensitäten verursachten hohen Schwankungen der THG-Emissionen sowie Energieeffizenz innerhalb einer Kulturart verdeutlichen das enorme Optimierungspotenzial. Bereits bei einer Verringerung der Stickstoffapplikation von ca. 20 % (Beispiel Mais) kann eine CO_2-Äq.-Verminderung von bis zu 50 % erreicht werden. Die Energieeffizienz reagiert demgegenüber verhaltener, aber auch hier ist ein Trend dahingehend zu verzeichnen, dass eine Verringerung der Anbauintensität eine Effizienzsteigerung bewirkt.

Des Weiteren zeigt sich, dass die ermittelten Emissionen mit < 19 kg CO_2-Äq. /GJ CH_4 im Vergleich zu anderen Veröffentlichungen (Eder et al. 2009, Fulton et al. 2011, Oehmichen und Majer 2011) ein sehr niedriges Niveau für den Energiepflanzenanabau aufwei-

sen. Dies kennzeichnet die bereits eingangs erwähnten Schwierigkeiten hinsichtlich der Bewertung und Vergleichbarkeit.

Literatur

Eder, B.; Papst, C.; Darnhofer, B.; Eder, J.; Schmid, H.; Hülsbergen, K. (2009): Energie- und CO_2-Bilanzen für Silomais zur Biogaserzeugung vom Anbau bis zur Stromeinspeisung. Internationale Wissenschaftstagung Biogas Science, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Erdingen, Band 3, S. 717–719

Fulton, J.; Hochi, J.K. (2011): Biogas und Landwirtschaft. Biogasrat e.V., Berlin

Oehmichen, K.; Majer, S. (2011): Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung-Konsequenzen für den Rapsanbau. 35. Rapstag Mecklenburg-Vorpommern, DBFZ, Veelböken,

Willms, M.; Specka, X.; Peter, C. (2012): EVA Teilprojekt 2: Ökologische Folgewirkungen des Energiepflanzenanbaus. Zwischenbericht Abiotik. Leibniz-Zentrum für Agrarlandschaftsforschung (ZALF) e.V., Müncheberg

Erfassung und Bewertung der Einflüsse auf den Strohertrag als wesentliche Größe für den aus dem landwirtschaftlichen Stoffkreislauf zur energetischen Verwertung entnehmbaren Kohlenstoff

Christian Weiser, Wilfried Zorn

1 Einleitung

Insgesamt sind in Deutschland im Mittel (1999, 2003 und 2007) 8–13 Mio. t Getreidestroh nicht zum Ausgleich von Humusbilanzen auf Landkreisebene notwendig. Mit diesem Überschuss an organischer Substanz können 112–186 Petajoule an Energie bereitgestellt werden (Weiser et al. 2011). Damit könnten durch die Nutzung dieses Strohpotenzials in Deutschland jährliche Einsparungen von bis zu 13,5 Mio. t CO_2 erreicht werden (Zeller et al. 2012).

Die jährlich anfallende Menge Stroh wird im Gegensatz zum Haupternteprodukt in der Agrarstatistik nicht erfasst. Das Stroh wird über allgemeine, allometrische Verhältnisse (z. B. Ernteindex) zum Haupternteproduktertrag je Fruchtart bestimmt. Diese Indizes können in Abhängigkeit von den Standortverhältnissen, der Sortenwahl und der Bewirtschaftung erheblich variieren. Damit bestehen vor allem auf regionaler Ebene Unsicherheiten in Bezug auf die genannten Biomassepotenziale, welche nachhaltig aus dem landwirtschaftlichen Stoffkreislauf zur energetischen Verwertung entnommen werden können.

Das Ziel des Projektes ist eine Auswertung und Anpassung der Ernteindizes verschiedener Getreidefruchtarten. Mittels dieser angepassten Indizes soll die Bewertung von (Energie-)Pflanzenbausystemen in Bezug auf ihre Humuswirkung verbessert werden.

2 Methoden

Die Datenbasis für die Auswertung setzt sich zusammen aus Versuchen zur Düngung, Bodendauerbeobachtung, aus Energiepflanzenversuchen des Verbundprojektes „EVA“, Landessortenversuchen in Thüringen, Sachsen-Anhalt, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und historischen Phosphor-, Kalium-, Calcium- und Magnesium-Steigerungsversuchen (Abb. 1).

Dabei weisen die einzelnen Standorte erhebliche Unterschiede bezüglich der Bodengüte auf (Ackerzahlen von 26–96). Auch klimatisch liegen die Standorte der untersuch-

Abb. 1: Standorte der recherchierten Daten (Stand 03/2013)

ten Datenreihen in maritimen bis hin zu kontinentalen Gebieten. In den zur Verfügung stehenden Versuchen kamen bzw. kommen unterschiedliche Erntemethoden für das Stroh (z.B. Wägetechnik und Stoppelhöhe) zum Einsatz. Daher wurden im Jahr 2012 an etwa 700 Parzellen Handernten für Vergleichs-messungen zur Ermittlung von Korrekturfaktoren angestellt.

3 Vorläufige Ergebnisse

Im bisherigen Projektverlauf konnten an einem Großteil der dargestellten Versuchsstandorte neben den Daten zu Korn- und Stroherträgen auch Standortfaktoren wie Höhe, Temperatur, Niederschlag, Globalstrahlung, Verdunstung, Ackerzahl, Bodenart und Bodentyp erhoben werden. Zusätzliche Informationen zur Bewirtschaftung wie Sortenwahl, Vorfrucht, Saatzeitpunkt, Erntezeitpunkt, mineralische/organische Düngung, Einsatz von

Wachstumsreglern, Bestandsdichte, Bestandshöhe und Pflanzeninhaltsstoffe komplettierten die Datenrecherche.

Bis jetzt sind die Auswertungen noch nicht abgeschlossen. Erste Korrekturfaktoren bezüglich der unterschiedlichen Stoppelhöhen in den untersuchten Versuchen konnten ermittelt werden. So bewirkten 2012 in den untersuchten Versuchen mit der Fruchtart Winterweizen unterschiedliche Schnitthöhen von 5, 10, 15 und 20 cm Verluste an bergbarem Stroh von ca. 8, 15, 23 und 31 % im Bezug zum aufgewachsenen Gesamtstroh.

Nach der Aufbereitung der Daten erfolgt die Analyse in Bezug auf Beziehungen zwischen dem Ernteindex und den erfassten Standort- und Bewirtschaftungsdaten. Damit werden die bisherigen statischen Ernteindizes an die Standortverhältnisse und Bewirtschaftung angepasst. Das Ziel ist eine erhebliche Verbesserung der Bestimmung des Biomasseanfalls und damit der Bewertung, welche Mengen an Biomasse zur Humusreproduktion oder energetischen Verwertung zur Verfügung steht.

Literatur

Weiser, C.; Zeller, V.; Thrän, D.; Vetter, A. (2011): Spatial Distribution of Sustainable Straw Potentials in Germany. Conference Proceedings of the 19th European Biomass Conference, Berlin, S. 260–264

Zeller, V.; Weiser, C.; Reinicke, F.; Wiegmann, K.; Hennenberg, K.; Thrän, D.; Vetter, A.; Wagner, B.; Deumelandt, P. et al. (2012): Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe zur Bioenergiebereitstellung. Abschlussbericht FZK 03KB021, Leipzig

Förderung

Das Vorhaben „Erfassung und Bewertung der Einflüsse auf den Strohertrag als wesentliche Größe für den aus dem landwirtschaftlichen Stoffkreislauf zur energetischen Verwertung entnehmbaren Kohlenstoff“ wird durch das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. gefördert (FKZ: 22402311).

Membrantechnik für die Biogasaufreinigung

Jens Möllmer, Ute Mikow, Andreas Möller, Jörg Hofmann, Uwe Jordan, Stephan Engelke

1 Kurzdarstellung

Das Membranverfahren ist eine der vielversprechenden Zukunftstechniken zur Aufreinigung von Biogas auf Erdgasqualität, die eine Einspeisung und damit eine effektive Speicherung und Transport der Energie ermöglichen. In diesem Prozess werden die viel größeren Methanmoleküle durch einen kinetischen Effekt vom Kohlendioxid getrennt. Zu diesem Zweck wurden verschiedene Membransysteme wie Polymermembranen, anorganische Membranen oder Mixed-Matrix-Membranen entwickelt (Basu et al. 2010).

Kommerzielle polymere Membranen arbeiten oft nach dem Lösungs-Diffusions-Mechanismus, bei dem ein Molekül in der polymeren Matrix absorbiert wird, durch die Polymermembran diffundiert und anschließend aus der polymeren Matrix desorbiert. Dieser Vorgang kann durch die Anwesenheit von korrosiven Gasen wie schwefelhaltige oder stickstoffhaltige Verbindungen (H_2S, NH_3 etc.) negativ beeinflusst werden und somit die Leistungsfähigkeit derartiger Membranen verringern (Abatzoglou et al. 2009).

Die Evonik Fibres GmbH stellt neuartige Hohlfasermembranen auf Basis von Polyimid (PI) für die Biogasaufbereitung her. Diese Membranmodule (SEPURAN® Green) verfügen über hervorragende Eigenschaften, wie z. B. eine hohe Selektivität bezüglich der Abtrennung von Kohlendioxid bei gleichzeitiger hoher Permeabilität (Evonik Fibres GmbH 2012). Für den Betreiber ist zudem die chemische, mechanische und thermische Stabilität im Hinblick auf den langfristigen Betrieb der Module von großem Interesse.

In der vorliegenden Studie werden Ergebnisse der Reinstoffpermeabilitätsmessungen verschiedener Gase (H_2, CO_2, N_2, O_2 und CH_4) sowie die daraus berechneten idealen Selektivitäten von PI-basierten Membranmodulen vorgestellt. Durch den gezielten Betrieb mit definierten Mengen von korrosiven Gasen (z. B. H_2S, NH_3) wurden die Membranmodule hinsichtlich der Langzeitstabilität in einer Bench-scale-Anordnung untersucht. Dafür wurde eine Testanlage aufgebaut und nach dem industriellen Prozess ausgelegt, sodass eingangsseitig Flüsse von bis zu 6 $Nm^3\ h^{-1}$ und Drücke von bis zu 10 bar realisiert werden können. Die einzelnen Module werden anschließend auf ihre Permeationseigenschaften untersucht, um den Einfluss von korrosiven Gasen auf die Leistung der Membranmodule zu überprüfen.

Literatur

Basu, S. et al. (2010): Membrane-based technologies for biogas separations. Chem. Soc. Rev. 39, p. 750–768

Abatzoglou, N. et al. (2009): A review of biogas purification processess. Biofuels, Bioprod. Bioref. 3, p. 42–71

Evonik Fibres GmbH (2012): Evonik Industries Product Story Nr. 44, 11.01.2012

Danksagung

Das INC und die Firma MT-BioMethan GmbH (FKZ: 224-017-012) danken dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) sowie dem Projektträger, der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), für die finanzielle Unterstützung des Projektes.

Anpassung von Biogasanlagen an eine bedarfsorientierte Stromproduktion

Rainer Bolduan, Mathieu Brulé, Rémi Mougel, Tatiana Demeusy, Pascal Schlagermann

1 Einführung

Der wachsende Anteil an fluktuierender erneuerbarer Stromproduktion vor allem durch Photovoltaik- und Windkraftanlagen birgt die Gefahr eines lokalen Überangebots in den Stromverteilnetzen bzw. von Speicherproblemen in Perioden geringen Bedarfs. Andererseits bieten dezentrale Biogasanlagen die Möglichkeit, stromgeführt betrieben zu werden. Die bestehenden Biogasanlagen sind bisher auf kontinuierlichen Betrieb mit maximaler Biogas- und Stromproduktion ausgelegt. Mit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012 sind jedoch Flexibilisierungsanreize in Kombination mit der Direktvermarktung für eine bedarfsorientierte Stromproduktion geschaffen worden.

Im Rahmen einer Studie für Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) und Erdgas Südwest GmbH ist basierend auf einer Modellbiogasanlage ein dezentrales Konzept zur Reduzierung der Last in ländlichen Stromnetzen über eine bedarfsorientierte Stromproduktion entwickelt worden.

In diesem Zusammenhang wurde die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit (zusätzliche Kosten) der Anpassung der Biogasstromproduktion an die Tagesschwankungen eines modellhaften Strombedarfs untersucht.

2 Methodik

Es wurde die durchschnittliche Biogasproduktion einer Biogasanlage mit einer mittleren elektrischen Leistung von 500 kW modelliert. Anschließend wurden 2 Szenarien der Stromproduktion verglichen:

- konstante Stromproduktion
- bedarfsorientierte Stromproduktion, d. h. an die täglichen Schwankungen einer Haushaltslastkurve angepasst

Die Wärmenutzung für beide Szenarien war identisch (Deckung des Eigenwärmebedarfs über BHKW-Abwärme; Wärmeverkauf).

Um die nötige Flexibilität zu erreichen, wurde die Gasspeicherkapazität der Biogasbehälter erhöht und die Betriebsweise der BHKWs von kontinuierlich auf Taktbetrieb

umgestellt. Der Betrieb und die Kapazitätsauslegung zweier BHKW-Einheiten wurden so angepasst, dass mit den verschiedenen Leistungsstufen der Strombedarf optimal angenähert werden kann. Aufgrund der Komplexität des flexiblen Anlagenbetriebs wurden erhöhte Kosten für die Prozesskontrolle angenommen.

Für beide Szenarien wurde die Wirtschaftlichkeit über die Berechnung der Anlageninvestitionen und Stromgestehungskosten bei einer Kapitalrendite von 10 Jahren abgeschätzt (Abb. 1).

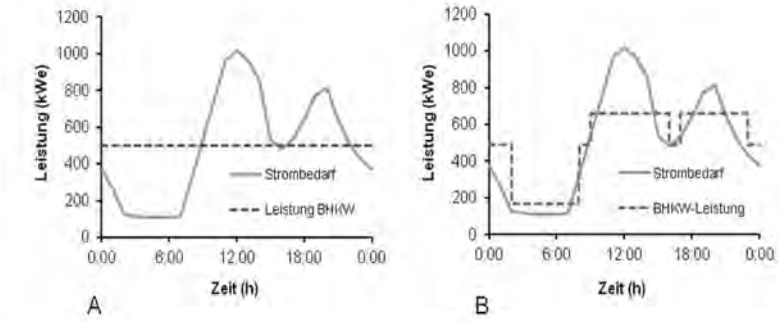


Abb. 1: Tagesstrombedarfsprofil der Modelllastkurve (Haushalt, Weihnachtstag): Bedarfsdeckung über konstante Stromproduktion (A) und bedarfsorientierte Anpassung (B)

3 Ergebnisse

- Das Konzept ermöglicht eine hohe Anpassungsfähigkeit an Lastwechselgradienten, mit einer Schwankungsbreite von 74 % der elektrischen Leistung. Hierdurch könnten Tagesschwankungen von durchschnittlichen Haushaltslastkurven angepasst werden, jedoch nicht von Extremszenarien des Lastwechsels.
- Die Stromgestehungskosten steigen nur geringfügig um 13 % an.
- Die zusätzlichen Investitionskosten für den Lastwechsel belaufen sich auf ca. 420.000 €.

4 Fazit

Die Anpassung von Biogasanlagen an durchschnittlich schwankende Tagesstrombedarfe von Haushalten ist prinzipiell machbar. Diese Anpassung kann über die Erhöhung der Gasspeicherkapazität und die Flexibilisierung der BHKW-Einheiten bei relativ geringen Mehrkosten (zusätzlichen Investitionen bzw. Stromgestehungskosten) erfolgen.

Molybdän in Biogasanlagen: Mangelsituation durch Rübensubstrat

Wiebke Fahlbusch, Benedikt Sauer, Hans Ruppert

Die Notwendigkeit von Spurenelementen im Prozess der anaeroben Vergärung in Biogasanlagen ist durch viele Autoren bestätigt worden. Wichtig sind vor allem die Elemente Cobalt, Nickel, Molybdän, Mangan, Eisen, Selen, Wolfram und Zink. Diese Metalle stellen Bestandteile von Enzymen und Cofaktoren dar, die für Stoffwechselprozesse der methanogenen Archaeen nötig sind. Ein Mangel an diesen Spurenelementen resultiert meist in einem instabilen Biogasbildungsprozess, einem Anstieg der Säurekonzentration und geringer Methanausbeute (Hinken et al. 2008). Ein Mangel an essentiellen Spurenelementen kann sich bei der Monovergärung von Mais oder hohen Maisinputraten in Biogasanlangen entwickeln. Dies liegt an den geringen Spurenelementgehalten in Maispflanzen. In der Literatur beschränken sich die Untersuchungen häufig ausschließlich auf Cobalt und Nickel als Schlüsselelemente (Hinken et al. 2008, Pobeheim et al. 2011, Gustavsson 2012).

Das Mikronährelement Molybdän verhält sich differenzierter. Aus mikrobiologischer Sicht ist die Bedeutung von Molybdän für verschiedene methanogene Archaeen nachgewiesen (Demirel und Scherer 2011). Lebuhn (2008) schlägt vor, Molybdän und Selen bei Mais-Monovergärung hinzuzugegeben, merkt aber an, dass die Schwellenwerte unzureichend bestimmt sind. Feher et al. (2013) führen mit Maissubstrat in verschiedenen Laborfermentern gezielte Verarmungen an Nickel, Cobalt und Molybdän durch, jedoch führt die Verarmung mit Molybdän während des Versuches nicht zu einer Hemmung des Prozesses.

Es ist sehr wahrscheinlich, dass die wenig zufriedenstellenden Ergebnisse bezüglich Molybdän durch eine nicht hinreichende Charakterisierung des jeweiligen Gärsubstrates begründet sind. Vorliegende Daten aus dem eigenen FNR-geförderten Projekt „Möglichkeiten einer ausgeglichenen Spurenelementversorgung von Biogasanlagen durch Mischungen unterschiedlicher Energiepflanzen“ von verschiedenen Pflanzen und Inputsubstraten zeigen ein deutliches Bild der Spurenelementverteilung. Maissubstrat verfügt über sehr geringe Gehalte bei verschiedenen Elementen. Zum Beispiel enthalten Maispflanzen am Standort Verliehausen (Niedersachsen) nur 0,013 mg/kg Trockensubstanz (TS) Cobalt und 0,15 mg/kg TS Nickel. Die Molybdängehalte von Mais sind mit 0,64 mg/kg TS allerdings ähnlich hoch wie bei anderen Pflanzen. Interessant ist jedoch, dass Rüben mit 0,04 mg/kg TS um den Faktor 16 geringere Molybdänkonzentrationen aufweisen. Bei Zugabe von 1 t Frischmasse (FM) Rüben bedeutet dies, dass 8 mg Molybdän in den Fermenter gelangen. Wird die gleiche Menge Mais hinzugegeben, würde dies hingegen 191 mg Molybdän eintragen (Tab. 1).

Beim Rübensubstrat ist also eine primäre Unterversorgung der Anlage mit Molybdän sehr wahrscheinlich. Die Wirksamkeit von Molybdän auf den optimalen Ablauf des Biogasbildungsprozesses kann daher in Versuchen mit Rübensubstrat durch variable Zugabe von Molybdänsalz getestet und die Untergrenzen für eine optimale Molybdänversorgung ermittelt werden.

Tab. 1: Elementfracht in dem Fermenter bei Zugabe von 1 t Frischmasse (FM), basierend auf Elementgehalten aus einem Freilandversuch vom Standort Verliehausen

	N	TS	Cobalt	Eisen	Mangan	Molybdän	Nickel	Zink
		%	mg	g	g	mg	mg	g
Welsches Weidelgras	2	30	3,6	5,8	14,7	404	229	6,2
Amarant	1	20	21,8	17,5	7,3	285	93	6,0
Buchweizen	8	25	24,3	16,3	20,9	260	184	8,0
Mais	11	30	4,0	10,1	5,0	191	44	5,3
Zuckerhirse	2	30	3,0	5,7	7,5	136	48	10,7
Sonnenblumen	6	20	9,7	7,1	11,8	65	174	7,2
Rüben	8	20	6,3	3,1	5,9	8	42	4,7

Literatur

Feher, A.; Fritz, T.; Loewen, A.; Nelles, M. (2013): Bedarfsgerechter Einsatz von Spurenelement-Biogasadditiven unter Berücksichtigung der Bioverfügbarkeit. Beitrag zum Biogas Innovationskongress am 23.-24.05 2013, Osnabrück

Gustavsson, J. (2012): Cobalt and Nickel Bioavailability for Biogas Formation. Linköping Studies in Arts and Science, Linköping

Hinken, L.; Urban, I.; Haun, E.; Weichgrebe, D.; Rosenwinkel, K.-H. (2008): The valuation of malnutrition in the mono-digestion of maize silage by anaerobic batch tests. Water science and technology 58(7)

Lebuhn, M.; Liu, F.; Heuwinkel, H.; Gronauer, A. (2008): Biogas production from mono-digestion of maize silage-long-term process stability and requirements. Water science and technology 58(8), p. 1645–1651

Demirel, B.; Scherer, P. (2011): Trace element requirements of agricultural biogas digesters during biological conversion of renewable biomass to methane. Biomass and Bioenergy 35(3), p. 992–998

Pobeheim, H.; Munk, B.; Lindorfer, H.; Guebitz, G. M. (2011): Impact of nickel and cobalt on biogas production and process stability during semi-continuous anaerobic fermentation of a model substrate for maize silage. Water research 45(2), p. 781–787

Gewinnung von Biogas aus Mikroalgenbiomasse

Carola Griehl, Dominique Müller, Frank Langguth

1 Einleitung und Zielstellung

Mikroalgen stellen ein bedeutsames Potenzial nachwachsender Rohstoffe dar. Gegenüber Landpflanzen erzielen Algen um 5- bis 20-fach höhere Biomasseerträge, ohne der Landwirtschaft Flächen zu entziehen. Aus ihrer Biomasse lassen sich sowohl Wirk- und Wertstoffe für die Pharma-, Kosmetik- und Lebensmittelbranche herstellen als auch Kraftstoffe und eine Vielzahl von Kohlenstoffverbindungen, die gegenwärtig noch aus Erdöl gewonnen werden. Eine wirtschaftliche Nutzung ist bisher auf nur wenige Algen fokussiert, die vor allem als Nahrungsergänzungs- und Futtermittel vermarktet werden. Um das riesige Potenzial der Mikroalgen als Wertstoffproduzenten für den industriellen Maßstab zu entwickeln, ist eine ganzheitliche Nutzung der Biomasse erforderlich. Hierzu zählt auch die Verwertung der Restalgenbiomasse nach der Wertstoffextraktion als Co-Substrat in Biogasanlagen.

Im Rahmen des Projektes wurden verschiedene Mikroalgenspezies und Vorbehandlungsmethoden untersucht, um einen möglichst effizienten Einsatz und maximale Biogasausbeute zu erreichen.

2 Vorgehensweise und Methoden

Die in Photobioreaktoren gewonnenen Algenbiomassen von *Chlorella* sp. und *Scenedesmus* sp. wurden jeweils unterschiedlich vorbehandelt:

- frische Biomasse ohne Behandlung (FBM)
- lyophilisierte Biomasse (LBM)
- mittels Hochdruckhomogenisator aufgeschlossene Biomasse (ABM)
- Restbiomasse nach Extraktion des Lipidanteils (RBM)

Anschließend wurden diese Biomassen in Batch-Gärversuchen auf ihr Biogaspotenzial untersucht. Dabei erfolgte die Vergärung nach VDI-RL 4630 mesophil in 400-ml-Eudiometeransätzen über eine Versuchsdauer von jeweils 30 Tagen.

3 Ergebnisse und Diskussion

Die Aufarbeitung der Algenbiomasse hatte grundsätzlich einen positiven Einfluss auf die Biogasbildung und -zusammensetzung, da hierdurch die Verfügbarkeit der verwertbaren Inhaltsstoffe verbessert wurde.

Die höchsten Biogas- und Methanausbeuten wurden dabei erwartungsgemäß mit aufgeschlossener Biomasse erhalten. Nach Abtrennung der Algenlipide (Lipidgehalt: *Chlorella* sp. 33 %, *Scenedesmus* sp. 17 %), die energetisch (als Biokraftstoff) oder stofflich (als Kosmetik- oder Lebensmittelzusatz) genutzt werden können, ist der Biogasertrag aus RBM (400 Nl_{Biogas}/kg_{oTS}) im Vergleich zu aufgeschlossener Biomasse mit Lipidanteil (LBM 480 Nl_{Biogas}/kg_{oTS}, ABM 550 Nl_{Biogas}/kg_{oTS}) niedriger, aber höher als mit frischer Biomasse (FBM 350 Nl_{Biogas}/kg_{oTS}). Durch den Aufschluss der Zellen werden die Inhaltsstoffe einem Abbau durch die Bakterienpopulation sofort zugänglich, während bei frischer Algenbiomasse durch die intakte Zellwand der Abbau der Inhaltsstoffe verzögert wird. Mit einem durchschnittlichen Methangehalt von 65 % (Abb. 1) wurde mit Algenbiomasse als Substrat ein Wert erreicht, der deutlich über dem durchschnittlichen Gehalt von Energiepflanzen (ca. 58 % CH_4) liegt.

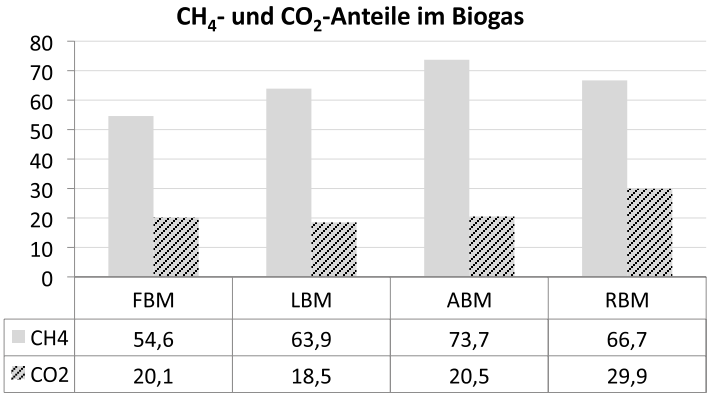


Abb. 1: CH_4- und CO_2-Gehalt des Biogases aus Biomasse von *Chlorella* sp.

Die Methanausbeuten lagen bei 300–350 Nl/kg_{oTS} für ABM und damit über den in der Literatur von Mussgnug (2010) beschriebenen Werten (287 ml_{CH4}/g_{oTS}). ABM von *Chlorella* sp. erzielte aufgrund des höheren Lipidgehaltes eine höhere Methanausbeute als *Scenedesmus* sp. (Abb. 2), für RBM konnten keine Unterschiede festgestellt werden.

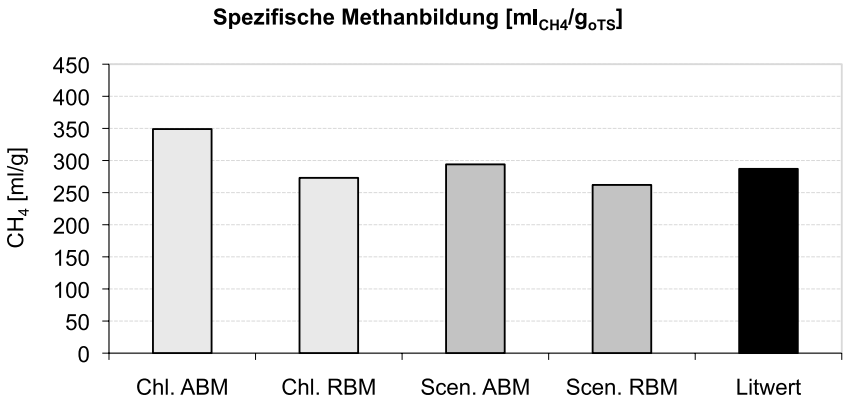


Abb. 2: Spezifische Methanbildung von *Chlorella* sp. und *Scenedesmus* sp. im Vergleich zu Mussgnug (2010)

Literatur

Mussgnug, J.H. (2010): Microalgae as substrates for fermentative biogas production in a combined biorefinery concept. Journal of Biotechnology 150(1), 51–56

Einfluss der Substratzusammensetzung auf die Hydrolysekonstante

Selin Ay, Dirk Weichgrebe, Karl-Heinz Rosenwinkel

1 Einleitung

Die mikrobiellen anaeroben Abbaueigenschaften komplexer partikulärer Substrate können mithilfe zweier Parameter beschrieben werden:

- der Substratabbaubarkeit und
- der Geschwindigkeit des Substratabbaus.

Der erste Parameter ist zentral für die Entscheidung, ein partikuläres Substrat überhaupt in einer Biogasanlage einzusetzen, und der zweite Parameter ist wertvoll für die Dimensionierung der Reaktoren. Beim Abbau partikulärer Substrate ist die Hydrolyse der geschwindigkeitslimitierende Schritt. Daher kann bei solchen Substraten die Abbaugeschwindigkeit bzw. Biogasbildungsrate direkt mithilfe der Hydrolysekonstanten k_{hyd} beschrieben werden.

Beide Parameter sind im Wesentlichen beeinflusst vom Gehalt der organischen Verbindungen (u. a. Fette, Eiweiß, Kohlenhydrate und Lignin) sowie der Aktivität der am Abbau beteiligten Mikroorganismen; beide Parameter können mithilfe von anaeroben Batch-Tests nach VDI 4630 bestimmt werden.

Kohlenhydrate, Zellulose und Hemizellulosen bilden mit Lignin sogenannte Lignocellulosekomplexe. Lignin ist sehr widerstandsfähig gegenüber Säuren wie auch gegenüber der bakteriellen Zersetzung. Befinden sich daher Zellulose und Hemizellulose in einem Substratkomplex, ist dieses für Mikroorganismen schwer zugänglich bzw. schwer abbaubar. Biomasse selbst besteht hauptsächlich aus Kohlenhydraten.

In dieser Arbeit wurde der Einfluss der Substratzusammensetzung, insbesondere der NDF-Gehalt (Summe Zellulose, Hemizellulose und Ligningehalt), auf die Hydrolysegeschwindigkeit für 8 unterschiedliche Substrate mithilfe von anaeroben Batch-Tests nach VDI 4630 untersucht.

2 Material und Methoden

Die Durchführung der anaeroben Batch-Tests erfolgt in Gärtestapparaturen entsprechend DIN EN ISO 11 734 (Abb. 1) in Anlehnung an VDI 4630.
Tabelle 1 zeigt die Zusammensetzung des organischen Anteils der Substrate.

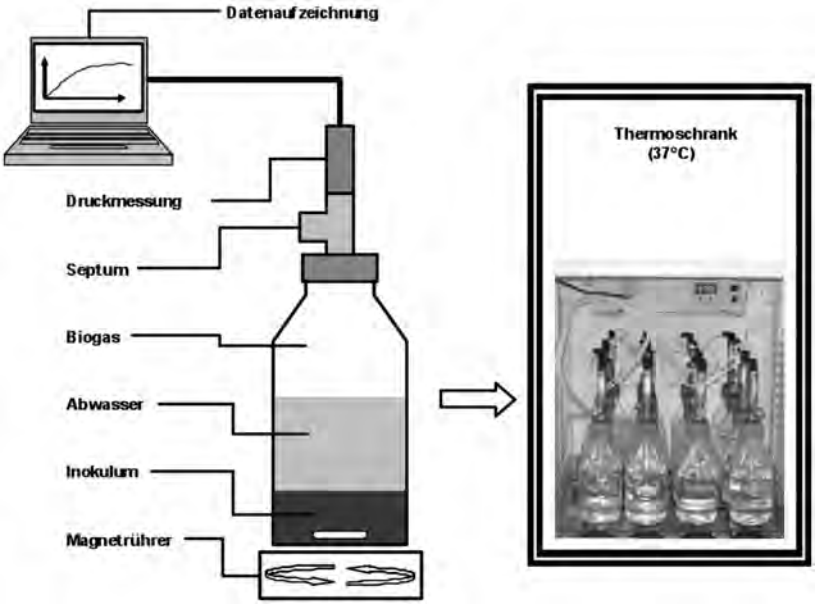


Abb. 1: Versuchsapparatur gemäß DIN EN ISO 11 734

Tab. 1: Zusammensetzung der Substrate

Substrate	NDF	Hemi-zellulose	Zellulose	Lignin	Rohprotein	Rohfett	Orga-nischer Rest
	% in oTR						
Pragmites Karka	82	30	44	8	7	2	9
Spartina Anglica	69	33	29	7	15	3	14
Gummibaum-Stamm	51	4	36	11	6	2	41
Roggen	14	10	2	1	11	2	73
Kakaoschalen	48	9	20	20	20	12	20
Maissilage	33	11	20	2	6	4	57
Gummibaum-Blätter	38	5	23	10	6	6	50
CCM	8	4	3	2	11	4	77

3 Ergebnisse

In Tabelle 2 sind die Ergebnisse der durchgeführten Batch-Tests zusammengefasst. Abbildung 2 zeigt den Zusammenhang zwischen den Hydrolysekonstanten und dem NDF-Gehalt der Substrate.

Tab. 2: Hydrolysekonstante sowie spezifische Methanproduktionen der Substrate

Substrate	k_{hyd}	Spezifische CH_4-Produktion mL_N CH_4/g $oTR_{Substrat}$
Pragmites Karka	0,10	189
Spartina Anglica	0,14	273
Gummibaum-Stamm	0,15	187
Roggen	0,17	417
Kakaoschalen	0,17	237
Maissilage	0,21	347
Gummibaum-Blätter	0,22	261
CCM	0,49	366

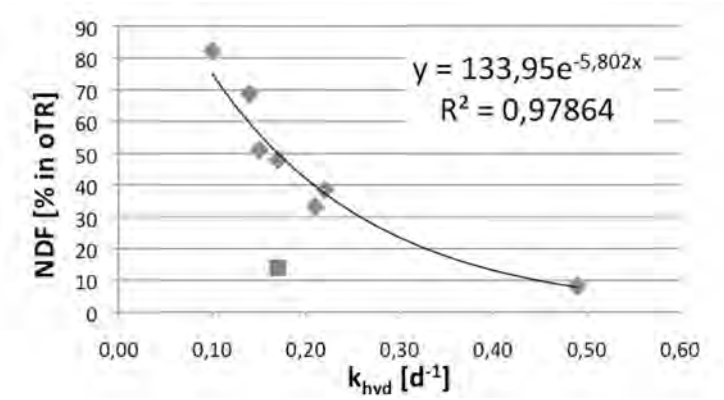


Abb. 2: Zusammenhang zwischen NDF-Anteil der oTR und Hydrolysekonstanten

Literatur

DIN EN ISO 11734 (1998): Bestimmung der „vollständigen“ anaeroben biologischen Abbaubarkeit organischer Verbindungen im Faulschlamm-Verfahren durch Messung der Biogasproduktion

VDI Richtlinie 4630 (2006): Vergärung organischer Stoffe – Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche. VDI Gesellschaft Energietechnik, Beuth Verlag, Berlin

Modellhafte Entscheidungsunterstützung für einen zukünftigen Biomasseausbau

Jens Ibendorf

1 Einführung

Im Rahmen des Projektes „Nachhaltige Nutzung von Energie aus Biomasse im Spannungsfeld von Klimaschutz, Landschaft und Gesellschaft“ wird der Ausbau der Bioenergie aus dem Blickwinkel der Nachhaltigkeit betrachtet. Dabei sollen die vertieften theoretischen Grundlagen einer nachhaltigen Nutzung von Energie aus Biomasse in der Praxis implementiert werden. Einzelne Biomassenutzungskonzepte sollen in Bezug auf ihre Wirkung auf eine nachhaltige Entwicklung miteinander verglichen und übertragbare Konzepte und Leitlinien zur optimalen Biomasseerzeugung und -nutzung entwickelt werden.

2 Ziel

Ziel des Projektes ist es, das Spannungsfeld Bioenergie auf verschiedenen räumlichen Ebenen zu verringern. Entscheidungsunterstützungssysteme, welche sich an Nachhaltigkeitskriterien orientieren, legen systematisch mögliche Konflikte offen, ermöglichen Synergien zwischen sozialen, ökologischen und ökonomischen Aspekten und eröffnen die Chance, Lösungsmöglichkeiten mit den verschiedenen Zielgruppen zu erarbeiten. Verschiedene Instrumente für diese Unterstützungen werden anwenderorientiert erstellt und in 3 niedersächsischen Landkreisen angewendet und evaluiert.

3 Ergebnisse

Diverse übertragbare Instrumente, soziale Verfahrensweisen und Handlungsempfehlungen für die Entscheidungsunterstützung in Regionen und Landkreisen wurden entwickelt, um negative Folgen eines möglichen weiteren Ausbaus der Bioenergie zu vermeiden. Diese Instrumente werden mit den Anwendergruppen in den 3 Testlandkreisen (Goslar, Wolfenbüttel und Region Hannover) bis Ende 2013 evaluiert. Damit wird sichergestellt, dass die Ergebnisse anwendertauglich konzipiert und beschrieben werden. Eine hohe Bedeutung kommt dabei den sozialen Prozessen der Entscheidungsfindung

zu. Leitfäden und Handlungsempfehlungen sollen eine konsensorientierte, transparente Entscheidungsfindung, bei der alle Zielgruppen gleichberechtigt mitentscheiden können, unterstützen. Die Produkte sind modular aufgebaut, um die Aktualisierung und Implementierung neuer Daten flexibel und einfach zu halten. Des Weiteren werden am Ende des Projektes einige, vorwiegend softwarebasierte Tools, als Open-Source-Tools allen Interessensgruppen zur Verfügung stehen.

Tabelle 1 zeigt die verschiedenen anwendbaren Ergebnisse.

Tab. 1: Produkte der Entscheidungsunterstützung

Probleme	Entscheidungs-unterstützung	Art der Unterstützung	Zielgruppe
Umwelteinwirkungen	Managementtool MANUELA	softwarebasiertes Managementtool	Landwirte
Lokale/reg. Biomasse-potenziale	standortspezifische Biomassepotenzialabschätzung BioSTAR	softwarebasiertes Tool	Regionalplanung
Monokultur	Anbaukonzepte für einen integrierten Energiepflanzenanbau	Handlungsempfehlungen	Landwirte, Beratungsgremien
Erosion	Anbaukonzepte für einen integrierten Energiepflanzenanbau	Handlungsempfehlungen	Landwirte, Beratungsgremien
Kontaminierte Standorte	Bioenergetische Anbaukonzepte mit möglichst geringer Schadstoffaufnahme	Handlungsempfehlungen	Landwirte, Beratungsgremien
Hemmnisse vs. Erfolgsfaktoren	zyklisches Nachhaltigkeitsmanagement nach ICLEI	soziale Verfahrensweisen (Planungswerkstätten u. a.)	regionale Verwaltung, Politik, Regionalplanung
Komplexität, Intransparenz bei Entscheidungen	MCDA-Nachhaltigkeitsbewertungen (Godess)	softwarebasiertes Open-Source-Tool	regionale Verwaltung, Politik, Regionalplanung, Beratungsgremien
Wirtschaftlichkeit	Optimierungsmodell für Nahwärmenetze	softwarebasiertes Tool	Ingenieurbüros, Anlagenbetreiber
Emissionen bei der Verbrennung von Holz und Biogas	Art und Weise der Verbrennung, der Brennstoffquellen (Pellets, Hackschnitzel ...) und deren Emissionen	Handlungsempfehlung	Schornsteinfeger

Flexible Vermarktung von Biogas über den Spotmarkt im Rahmen des EEG 2012

Martin Henssler, Ludger Eltrop, Marlies Härdtlein

1 Zielsetzung

Bei einem weiterhin wachsenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung in Deutschland (22,9 % der Bruttostromerzeugung im Jahr 2012 (BMU 2013)) können Biogasanlagen künftig zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung von Windenergie und Photovoltaik eine bedeutende Rolle spielen. Mit fast 14,4 % (FNR 2012) nimmt Strom aus Biogas bereits heute nach Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft den viertgrößten Anteil an der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien ein. Den Biogassektor kennzeichnet neben der weitestgehend marktreifen und erprobten Technologie u. a. die Option zur Speicherung des erzeugten Biogases. Dies ist eine wichtige Voraussetzung, um Strom bedarfsgerecht und damit flexibel bereitzustellen.

Durch das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012 wurden für Biogasanlagen die gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen, welche die direkte Vermarktung von Strom (am Strom- oder Regelenergiemarkt) ermöglichen. Ob und inwieweit mit dem novellierten EEG 2012 die flexible Einspeisung von Biogasstrom erfolgreich vorangetrieben werden kann, oder ob diese Regelungen ggf. angepasst werden müssen, wurde mit Blick auf die spezifischen Rahmenbedingungen für baden-württembergische Biogasanlagen untersucht.

2 Vorgehensweise

Es wurden 4 Referenzbiogasanlagen analysiert, deren Größen sich an den vorherrschenden Bedingungen Baden-Württembergs orientieren (100, 250, 500 und 750 kW_{el}). Für diese Anlagen wurde eine ökonomische Gesamtrechnung für die Direktvermarktung über den Spotmarkt unter Inanspruchnahme der Markt- und Managementprämie sowie der Flexibilitätsprämie durchgeführt.

Für jede Referenzbiogasanlage wurden hierzu verschiedene Fallbeispiele der Direktvermarktung untersucht, die jeweils eine unterschiedliche Anlagenfahrweise und damit einen spezifischen Zubau an installierter Leistung sowie spezifische Speicherkapazitäten erfordern. So wurde eine Peak-Load-Fahrweise (Einspeisung mit Volllast zwischen 08:00 und 20:00 Uhr) und eine Taktung der Fahrweise (dynamische Anpassung der Fahrweise

der BHKWs an die Börsenpreise) betrachtet. Die Flexibilisierung der Referenzbiogasanlage wurde durch den Zubau eines zweiten BHKWs mit 50, 100 oder 200 % der installierten Leistung ermöglicht. Weiter wurde der erforderliche Gasspeicher entsprechend angepasst.

Diese Konzeption der Anlagen macht zusätzliche Investitionskosten (z. B. für BHKW, Gasspeicher, Peripherie) und weitere Betriebskosten erforderlich, die den erzielbaren Einnahmen aus Marktprämie, Managementprämie, Flexibilitätsprämie und ggf. zusätzlich möglichen Einnahmen an der Börse gegenübergestellt wurden.

3 Ergebnisse und Fazit

Es konnte gezeigt werden, dass für kleine Anlagen mit 100 kW_{el} bzw. 250 kW_{el} der Umstieg in die Direktvermarktung über den Spotmarkt nur bedingt zu wirtschaftlichen Bedingungen möglich ist. Bei der 100-kW_{el}-Referenzbiogasanlage ist nur bei sehr geringen Zusatz-Investitionskosten, z. B. bei Vorhandensein eines gebrauchten BHKWs (also ohne zusätzliche Investitionskosten) ein flexibler Betrieb möglich. Bei einer Anlage mit 250 kW_{el} kann durch die Erweiterung um 250 kW_{el} bzw. 500 kW_{el} ein wirtschaftlicher Betrieb realisiert werden, sofern die BHKWs in einem getakteten Modus betrieben werden. In diesem Fall wird zu den Stunden mit den höchsten Erlösen am Spotmarkt mit Volllast eingespeist. Hier können unter den getroffenen Annahmen Gewinne gegenüber der ursprünglichen EEG-Einspeisevergütung von bis zu 1,5 % je Jahr erzielt werden.

Ab einer installierten Leistung von 500 kW_{el} kann die flexible Vermarktung des Biogases je nach Konzept einen Mehrgewinn zur EEG-Vergütung von 0,9 % (Peak-Load, Erweiterung um 50 %) bis 3,4 % (Takten, Erweiterung um 100 %) erzielen. Bei der 750-kW_{el}-Anlage erhöht sich die Gewinnspanne auf 1,8 % (Peak-Load, Erweiterung um 50 %) bis 5,1 % (Takten, Erweiterung um 100 %).

Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass die Anlagengröße vor Erweiterung, das Vorhandensein ungenutzter BHKW-Kapazitäten sowie die angestrebte Anlagenfahrweise (z. B. Peak-Load oder Taktung) einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der erzielbaren Mehreinnahmen gegenüber der EEG-Vergütung haben. In kleinen Anlagen, wie sie in Baden-Württemberg sehr häufig betrieben werden, lässt sich ein wirtschaftlich sinnvoller Betrieb kaum umsetzen. Die Umsetzung der Direktvermarktung und die wirtschaftlichen Perspektiven sind für die jeweils vorliegende Konzeption sehr genau und differenziert zu untersuchen.

Literatur

BMU (2013): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Erneuerbare Energien 2012. Vorläufige Angaben, Stand 28. Februar 2013

FNR (2012): Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Basisdaten Bioenergie Deutschland. Festbrennstoffe, Biokraftstoffe, Biogas. August 2012

Förderung

Das Projekt wird gefördert durch das Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg mit Mitteln der Landesstiftung Baden-Württemberg.

Monitoring baden-württembergischer Biogasanlagen 2012

Marlies Härdtlein, Ludger Eltrop

1 Zielsetzung und Vorgehensweise

Seit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahre 2004 hat die Anzahl an Biogasanlagen auch in Baden-Württemberg (BW) deutlich zugenommen. Mittlerweile (Stand Dezember 2012) beläuft sich die Anzahl auf 822 Biogasanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 271,8 MW_{el} und einer durchschnittlichen Leistung von 331 kW je Anlage (MLR 2013). Die Anlagenbetreiber haben im Laufe der Jahre vielfältige Erfahrungen gesammelt u. a. in Bezug auf eingesetzte Substrate oder die Steigerung der Effizienz der Biogasanlage. Auch haben sie beispielsweise Nachrüstungen an Anlagenkomponenten vorgenommen und/oder die Anlage erweitert (z. B. Ersatz/Erweiterung BHKW oder Ausbau der Wärmenutzung).

Um den aktuellen Stand der Biogasanlagen zu erfassen und um Ansatzpunkte für Optimierungsmaßnahmen und Entwicklungspotenziale baden-württembergischer Biogasanlagen zu identifizieren, wurde für das Betriebsjahr 2012 eine Umfrage durchgeführt. Hierzu wurde ein Fragebogen mit den aktuellen Rahmenbedingungen erstellt (z. B. Wärmenutzung, Nachrüstungsmaßnahmen und -kosten, EEG 2012 und Direktvermarktung) und an die Biogasanlagenbetreiber in Baden-Württemberg (BW) versandt. Die Auswertung erfolgt in Zusammenarbeit mit der Staatlichen Biogasberatung BW.

2 Ergebnisse

Insgesamt haben sich 145 Biogasanlagenbetreiber an der Umfrage für das Betriebsjahr 2012 beteiligt. Das entspricht rund 18 % des Biogasanlagenbestandes in BW (Stand Dezember 2012). Die Auswertungen beziehen sich u. a. auf die eingesetzten Substrate, prozesstechnische Parameter (z. B. Raumbelastung, Verweilzeit, Biogasausbeute), Gasspeicherung, Wärmeerzeugung und -absatz, wirtschaftliche Parameter und Nachrüstungen sowie die Direktvermarktung.

Die Auswertung der Substratzusammensetzung für die baden-württembergischen Biogasanlagen zeigt die Zunahme des Anteils an Silomais und die Abnahme des Anteils an Gülle mit zunehmender Anlagengröße. Während Anlagen ≤ 150 kW im Durchschnitt noch rund 50 % Gülle einsetzen (in Prozent der Frischmasse), liegt dieser Anteil bei Anlagen im Größenbereich von 326–500 kW bei rund 30 %. Der Anteil an Silomais steigt

entsprechend von rund 20 % bei den kleinen auf gut 40 % bei den größeren Anlagen an. Unabhängig von der Größenklasse liegt der Anteil an Grassilage bei etwa 10 % der Substratzusammensetzung.

Rund 60 % der Anlagen aus der Umfrage haben eine Auslastung von > 90 %, diese können damit als sehr effizient betriebene Anlagen bezeichnet werden. Einige Anlagen mit geringerer Auslastung sind entweder im Jahr 2012 in Betrieb gegangen oder hatten Umbau- bzw. Erweiterungsmaßnahmen mit entsprechenden Einschränkungen des Betriebs. Davon ausgenommen zeigen einige Betriebe eine Auslastung von unter 80 %. Für diese können aus den Ergebnissen der Umfrage Empfehlungen zur Anlagenoptimierung abgeleitet werden.

Im Bereich der internen und externen Wärmenutzung wurden z.T. umfangreiche Nachrüstungen an bestehenden Anlagen vorgenommen. Der Anteil an verkaufter Wärme ist bei den Größenklassen 326–500 kW und > 501 kW höher als in den Größenklassen < 150 kW und 151–325 kW. Die Konzepte der externen Wärmenutzung sind vielfältig. Vorherrschend sind die Versorgung von Wohngebäuden mit Wärme (über ein Wärmenetz) und die Abgabe der Wärme über öffentliche Versorger. Weiterhin spielen Konzepte zur Trocknung (z.B. Holz, Klärschlamm) eine wichtige Rolle.

Die Studie gliedert sich ein in vorhergehende Umfragen unter Biogasanlagenbetreibern in BW für die Betriebsjahre 2008 und 2009 (Stenull et al. 2011). Die aktuelle Umfrage bestätigt die Ergebnisse u.a. zum Substrateinsatz in baden-württembergischen Biogasanlagen. Auch werden aus dem Vergleich der Jahre z.B. die Entwicklungen und Fortschritte beim Anteil der Wärmenutzung deutlich.

3 Fazit

Es zeigt sich, dass die Biogasanlagen in BW in der Summe effizient betriebene Anlagen darstellen und die Landwirte den neuen Anforderungen und Rahmenbedingungen, z.B. durch Nachrüstungsmaßnahmen, aktiv begegnen. Das fortlaufende Monitoring durch die wiederholte Befragung baden-württembergischer Biogasanlagenbetreiber leistet somit einen Beitrag zur technischen und wirtschaftlichen Einordnung und zur Optimierung des Biogasanlagenbestandes in BW.

Literatur

MLR (2013): Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg (MLR) Ref. 51 und Staatliche Biogasberatung Baden-Württemberg: Biogasanlagen in Baden-Württemberg 2012, Dezember 2012

Stenull, M.; Härdtlein, M.; Eltrop, L. (Hrsg.) (2011): Mobilisierung von Effizienzreserven aus Biogasanlagen in Baden-Württemberg – Ergebnisse aus einer Umfrage für das Betriebsjahr 2009 – In Zusammenarbeit mit der Staatlichen Biogasberatung Baden-Württemberg

Förderung

Das Projekt wird gefördert durch das Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg mit Mitteln der Landesstiftung Baden-Württemberg.

Biogasproduktion aus cellulosebasierten Substraten

Paul Stopp, Dirk Weichgrebe, Karl-Heinz Rosenwinkel, Susanne Riede, Gerhard Breves

1 Einleitung

Die zunehmende Flächen- und Wasserkonkurrenz zwischen Energie- und Nahrungsmittelpflanzen macht sich weltweit durch steigende Lebensmittelpreise bemerkbar. Gelingt es, cellulosereiche Reststoffe wie Stroh, Kleie, Treber oder Landschaftspflegematerial für die Erzeugung regenerativer Energie wirtschaftlich zu nutzen, würde dies einen spürbaren Beitrag zur Entschärfung der national wie international bestehenden Konkurrenzsituation leisten.

Die cellulosebasierten Substrate (cbS) sind aufgrund der geringen spezifischen Methanausbeute nach dem aktuellen Stand der Technik für die Biogaserzeugung nicht rentabel einsetzbar. Eine signifikante Verbesserung der Wirtschaftlichkeit ist durch Einführung von Hochlastverfahren mit spezialisierter Mikrobiologie möglich, die schwer abbaubare Substrate effizienter umsetzen.

Eine Umsetzung unter Hochlast ist in einem einstufigen System nicht realisierbar. Wachstumsraten und Milieuansprüche der an dem mehrstufigen anaeroben Abbau beteiligten Mikroorganismen sind dafür zu unterschiedlich. Raumbelastung über 5 kg oTS/($m^3 \cdot d$) führt bei einer konventionell betriebenen einstufigen Biogasanlage durch die übermäßige Bildung von kurzkettigen organischen Fettsäuren zur Versäuerung und zum Abbruch der Fermentation. Die Raumbelastung im Pansen einer Milchkuh kann bis zu 150 kg oTS/($m^3 \cdot d$) betragen. Das Vormagensystem der Wiederkäuer ist ein natürliches Vorbild für einen Hochlastreaktor für Hydrolyse und Versäuerung (HRHV).

2 Material und Methoden

Das Vormagensystem lässt sich technisch durch eine zweistufige Anordnung von Hydrolyse/Versäuerung (erste Stufe) und Methanisierung (zweite Stufe) realisieren, wobei beide Stufen über einen Feststoffrückhalt verfügen und über eine Prozesswasser-Rezirkulation verbunden sind. Die erste Stufe produziert aus cellulosebasierten Substraten die SCFA (Short-chain fatty acids), in der zweiten Stufe findet die Umsetzung der SCFA zu Biogas statt (Abb. 1). Die technische Realisierung wird in dem Kooperationsprojekt „Nutzung des Vormagensystems der Wiederkäuer zur Erschließung cellulosebasierter Substrate (cbS)

als Energieträger zur Biogasproduktion“ der Leibniz Universität Hannoverund der Tierärztlichen Hochschule Hannover untersucht.

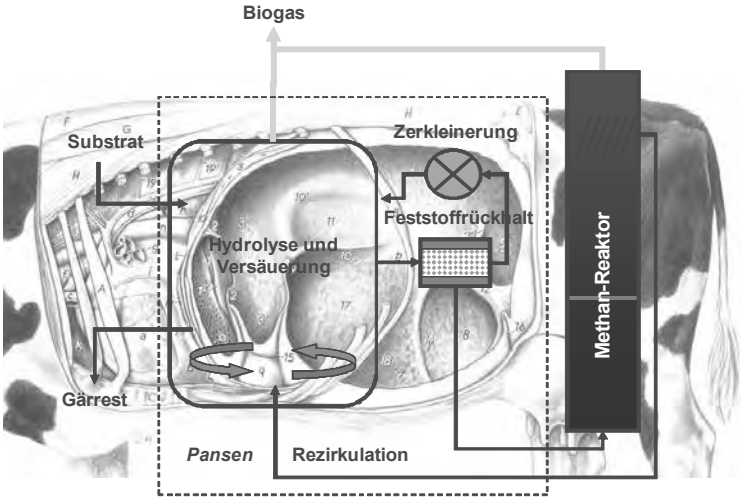


Abb. 1: Prozessschema des Hochlastverfahrens zur Verwertung von cbS

3 Ergebnisse

Im Labormaßstab wurden die spezifischen Methanerträge von Weizen-, Reisstroh, Biertreber und Maissilage nach dem RUSITEC und dem VDI 4630 Protokoll verglichen. Mit RUSITEC hydrolysierte Substrate zeigen nach einer Verweildauer von ca. 1 Woche einen um 15–60 % höheren spezifischen Methanertrag (berechnet aus der Fettsäureproduktion). Bei einer höheren Verweildauer zeigen sich keine Unterschiede mehr bei dem spez. Methanertrag (Abb. 2).

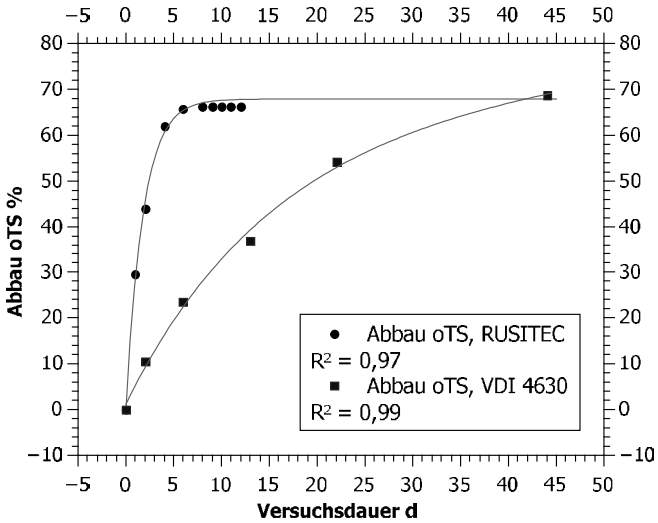


Abb. 2: Abbau der organischen Substanz im Laboransatz mit vorgeschalteter Hydrolyse (RUSITEC) und einem einstufigen Reaktor (angelehnt an die VDI 4630)

Die Erhöhung der Raumbelastung sowie die Reduktion der Verweildauer sind die wesentlichen Parameter zur wirtschaftlichen Verwertung von cbS. Untersuchungen im Technikumsmaßstab mit einer Raumbelastung von 10–20 kg und einer Verweildauer von 7–14 Tagen sind für 2013–2014 geplant.

Regelung der Gasproduktion von Biogasanlagen (ReBi) für eine bedarfsorientierte Biogasbereitstellung zur flexiblen Verstromung

H. Hahn, W. Ganagin, K. Loewe

1 Hintergrund

Die zukünftige Energieversorgung wird auf einem hohen Anteil fluktuierender Energien, z. B. Wind und Sonne, basieren (Nitsch et al. 2012). Um witterungsbedingte Schwankungen in der Energieversorgung auszugleichen, sind regelbare Energieerzeuger erforderlich. Biomasse, insbesondere Biogas betriebene Verstromungsanlagen, bieten in diesem Zusammenhang den Vorteil, zeitlich unabhängig von Sonne, Wind und anderen direkten Umwelteinflüssen, Strom bereitstellen zu können. Damit besteht durch diese die Möglichkeit, die Residuallast, ergänzend zu regelbaren fossilen Energieerzeugern (z. B. Gaskraftwerken) oder in Energiespeichern gespeicherte Energie, zu decken.

Um bedarfsorientiert Strom aus Biogas zu erzeugen, muss eine bedarfsorientierte Biogasbereitstellung gewährleistet werden, die ausreichende Biogasmengen immer dann gewährleistet, wenn diese zur Verstromung benötigt werden. Dafür kann Biogas gespeichert oder entsprechend des Bedarfs flexibel produziert werden. Biogasspeichern sind genehmigungsrechtliche Mengengrenzen gesetzt und nicht an allen Biogasanlagen in gleichem Umfang möglich. Eine flexible Biogasproduktion kann daher eine sinnvolle Ergänzung darstellen.

2 Kurzbeschreibung des Forschungsvorhabens „ReBi“

„ReBi“ ist ein Verbundvorhaben der Hochschule für angewandte Wissenschaften und Kunst (HAWK) und des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), das durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) e.V. im Rahmen des Förderschwerpunktes „Intelligente Lösungen zur kombinierten Nutzung von Bioenergie und anderen erneuerbaren Energien“ finanziert wird.

In dem Forschungsvorhaben werden die Möglichkeiten der bedarfsorientierten Biogasbereitstellung für eine flexible Verstromung durch ein angepasstes Anlagenkonzept untersucht. Die Ergebnisse der Untersuchung sollen die Leistungsfähigkeit des Verfahrens im Hinblick auf eine bedarfsorientierte Biogaserzeugung aufzeigen. Darüber hinaus erfolgt eine vergleichende Gegenüberstellung zu einer alternativen bedarfsgerechten Biogasbereitstellung durch eine Erweiterung des Biogasspeichers beziehungsweise der

Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz. Auf dieser Basis werden die Möglichkeiten und Grenzen des Verfahrens, auch in Kombination miteinander, bewertet.

Das Poster stellt erste Ergebnisse von Untersuchungen dar, bei denen die Leistungsgradienten der Gasproduktion bei einem flexiblen Betrieb ermittelt wurden.

3 Erste Forschungsergebnisse

Bei der hier verwendeten angepassten Anlagenkonfiguration verweilt das Substrat in einem ersten Verfahrensschritt ca. 3 Tage in einem volldurchmischten Hydrolysebehälter. Nach einer anschließenden Fest-Flüssig-Trennung wird der abgepresste Feststoff einem volldurchmischten Reaktor zur kontinuierlichen Biogasproduktion zugeführt. Die separierte flüssige Fraktion, mit einem hohen Anteil an leicht abbaubarer organischer Substanz, wird in einem Vorlagebehälter zwischengespeichert und bedarfsgerecht einem Festbettfermenter zugeführt.

Die Ergebnisse stellen den Einfluss des Fütterungsintervalls ausschließlich auf den Gasproduktionsverlauf des Festbettfermenters dar. Vorversuche haben gezeigt, dass etwa 2/3 des Gasertrags über die Vergärung der flüssigen Phase im Festbettfermenter erzielt wird (Ganagin et al. 2011). In Abbildung 1 wird der Verlauf des Biogasvolumenstroms bei einer Fütterungszeit von 8 Stunden und einer Fütterungspause von jeweils 16 Stunden veranschaulicht (Versuchszeit 2 Wochen).

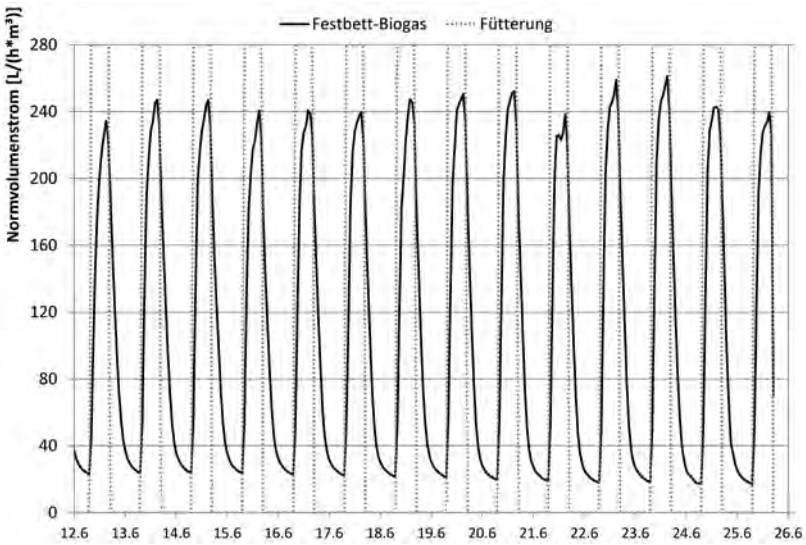


Abb. 1: Biogasproduktion bei einer Fütterung in 8 aufeinanderfolgenden Stunden/Tag

Die Ergebnisse zeigen, dass die Gasproduktion des Festbettfermenters innerhalb von wenigen Stunden deutlich erhöht werden kann. Hierdurch erscheint es möglich, die Bruttogasproduktion auf wenige Stunden je Tag zu verschieben. In der Praxis kann dies eine Reduzierung der notwendigen Biogasspeicherkapazität und eine insgesamt höhere Flexibilität des Verstromungsbetriebs bedeuten.

Literatur

Nitsch, J. et. al 2012: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. www.bmu.de, Zugriff am 04.07.2013

Ganagin, W.; Loewe, K.; Loewen, A.; Wallmann, R. (2011): Flexible Biogasproduktion zur Erzeugung von Spitzenlaststrom. In: Tagungsband Jahrestagung FvB e.V.

Stoffliche Nutzung von Gärrückständen aus Biogasanlagen für den Einsatz als Bodenverbesserer

Heike Bischof, Julia Krümmelbein, Günter Busch, Jan Pieper, Sandra Varchmin

1 Einleitung

Aktuell werden ca. 7 700 Biogasanlagen in Deutschland betrieben (Fachverband Biogas e.V. 2013). Ein Großteil nutzt Substrate aus nachwachsenden Rohstoffen. Infolgedessen resultieren auch für die Biogasproduktion große Mengen an anfallenden Gärrückständen, welche verwertet oder auf landwirtschaftliche Flächen als Dünger ausgebracht werden. Der Gärrückstand enthält u. a. schwer abbaubare Kohlenstoffverbindungen und Nährsalze. Deren Rückführung in den Boden dient der Humusbildung und dem Erhalt der Bodenqualität und gleicht den Verlust aus, welcher durch den Anbau von Biomasse der Bodensubstanz entzogen wurde (Edelmann 2007). Insbesondere wenn eine direkte Ausbringung örtlich bzw. mengenmäßig begrenzt oder aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll ist, sollten Gärrückstände aufbereitet werden.

Im Rahmen von Forschungen wurde die stoffliche Verwertbarkeit von Gärrückständen hinsichtlich der Herstellung von Agglomeraten für den Einsatz als langzeitstabiler Dünger untersucht. Anhand von Gefäßversuchen unter standardisierten Bedingungen erfolgen vergleichende Untersuchungen von unbehandeltem und agglomeriertem Gärrückstand zum Einfluss beispielsweise auf die Wasseraufnahme, die Wasserspeicherung und das Pflanzenwachstum.

2 Material und Methoden

In den Versuchen wurden Mischungen aus Boden und Gärrückständen mit unterschiedlichen Konzentrationen in Mitscherlich-Gefäßen getestet. Als Gärrückstände dienten Reste aus einer Perkolation von Maissilage, welche unbehandelt (Abb. 1) bzw. agglomeriert (Abb. 2) vorlagen.

Die Agglomerate wurden mittels Aufbauagglomeration in einem Intensivmischer der Firma Eirich (Labormischer 2 Liter) hergestellt (Abb. 3). Der Vorteil in der Aufbauagglomeration im Vergleich zur Presspelletierung liegt darin, dass nicht so hohe Temperaturen und Drücke entstehen. Außerdem ist der doch noch relativ hohe Wassergehalt des Gärrückstandes für eine Pressung hinderlich (TS-Gehalt 14 Masse-% bis 18–20 Masse-%).

Abb. 1: Unbehandelter Gärrückstand

Abb. 2: Agglomerierter Gärrückstand

Abb. 3: Intensivmischer (www.eirich.de)

Die Konzentrationen der Gärrestzumischungen im Boden sind bezogen auf die in der Bioabfallverordnung (BioAbfV) vorgegebenen Höchstmenge von 30 t TS/(ha · 3a) und werden gestaffelt in 33 %, 66 %, 100 % und 150 % der genannten Höchstmenge.

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse aus den Gefäßversuchen zeigen einen deutlich positiven Einfluss der agglomerierten Gärrückstände auf das Pflanzenwachstum im Vergleich zu unbehandelten Gärrückständen. Die Biomasseproduktion ist um das 4- bis 16-Fache höher, wenn dem Boden agglomerierter Gärrückstand zugemischt wird, wobei eine Steigerung mit zunehmender Konzentration an Gärrückstand erkennbar ist (Abb. 4, Abb. 7, Abb. 8).

Diese Ergebnisse stehen etwas im Widerspruch zu den Resultaten der Wasserspannungsmessung (Abb. 5) und Porengrößenverteilung (Abb. 6), welche einen positiven Effekt der unbehandelten Gärrückstände auf den Wasserhaushalt und die Bodenstruktur

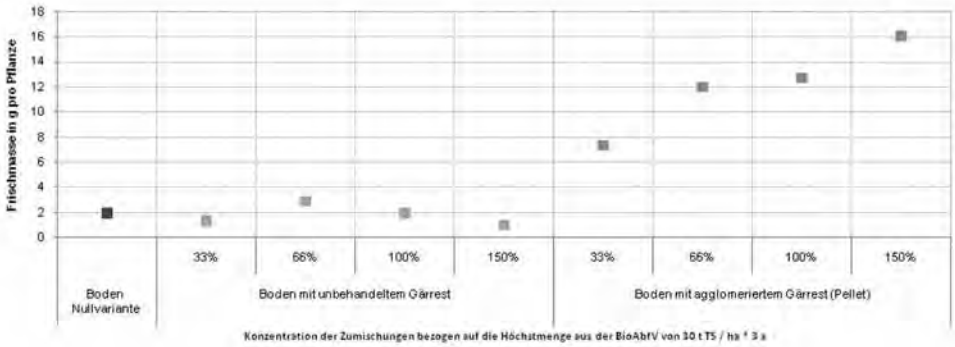


Abb. 4: Produzierte oberirdische Frischmasse von Winterroggen

vermuten lassen. Die Spannung gibt an, wie stark das Bodenwasser durch den Porenraum bzw. durch die Bodenmatrix gehalten wird (Kuntze et. al. 1994). Die Zunahme in der Menge der Mittelporen bedeutet gleichzeitig eine Verringerung in der Wasserspannung. Das würde wiederum eine Wasseraufnahme verbessern, was jedoch über das Pflanzen- und Wurzelwachstum für den mit unbehandeltem Gärrückstand gedüngten Boden nicht beurteilt werden kann.

In der Nährstoffzusammensetzung (N, K, P) unterscheiden sich die unbehandelten von den agglomerierten Gärrückständen nicht sehr, sodass in beiden Fällen den Pflanzen theoretisch ein vergleichbares Spektrum zur Verfügung stand.

Aus der Kombination aller Resultate kann angenommen werden, dass in den Substratmischungen mit unbehandelten Gärrückständen hemmende Prozesse stattfinden, wel-

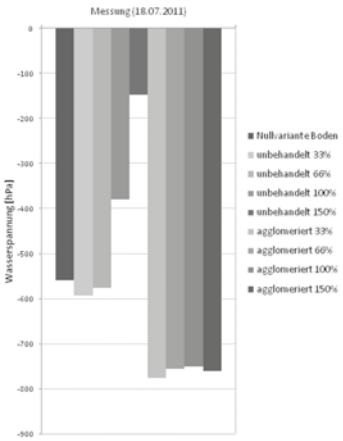


Abb. 5: Wasserspannung

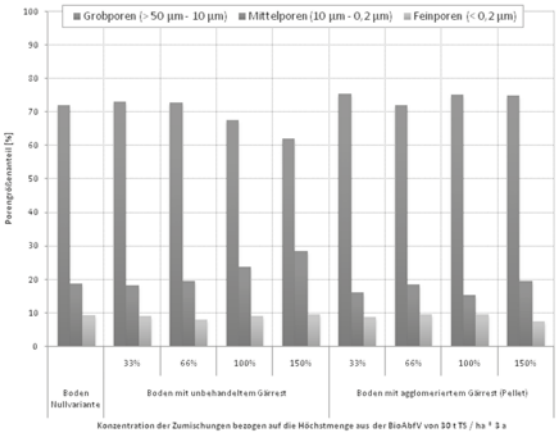


Abb. 6: Porengrößenverteilung

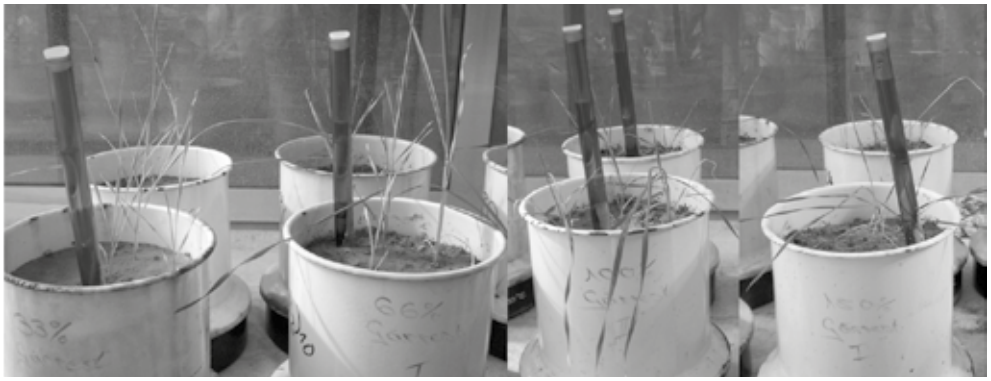


Abb. 7: Roggenpflanzen nach 2 Monaten auf Böden mit unbehandelten Gärresten (v.l.n.r. 33–150 %)

Abb. 8: Roggenpflanzen nach 2 Monaten auf Böden mit agglomerierten Gärresten (v.l.n.r. 33–150 %)

che durch eine Agglomeration unterdrückt werden können. Beispielsweise ist bei unbehandelten Gärrückständen die Bildung von organischen Säuren, Ammoniak oder Methan noch immer möglich. Auch wäre eine Verbesserung der Nährstoffverfügbarkeit aufgrund einer Agglomeration denkbar.

Literatur

Edelmann, W. (2007): Der Aspekt der Nachhaltigkeit. In: Wiemer, K. & Kern, M. (2007): Bio- und Sekundärrohstoffverwertung II, Witzenhausen-Institut GmbH Abfall, Umwelt und Energie

Verbundprojekt: Erweiterung des Substratspektrums für die Biogasgewinnung, Erhöhung des Methanertrages und der Methankonzentration durch konsequente Nutzung besonderer Effekte der zweistufigen Betriebsweise von Biogasanlagen – „BiogasPlusProject“ (BPP), zum BMBF Förderschwerpunkt Bioenergie 2021, Förderkennzeichen: 03SF0349, Laufzeit: 01.01.2009–30.06.2012.

Fachverband Biogas e.V. (2013): Branchenzahlen 2012 und Prognose der Branchenentwicklung 2013, Stand 5/2013, Freising

Kuntze, H.; Roeschmann, G.; Schwerdtfeger, G. (1994): Bodenkunde. 5. Aufl., Ulmer Verlag, Stuttgart

Neue Strategien für eine bedarfsorientierte Energieeinspeisung im Biogasbereich

Dirk Filzek, Jan Gustav Franke, Guluma Megersa, Uwe Welteke-Fabricius

1 Einleitung

Zunehmend wächst die Anforderung an Betreiber von Biogasanlagen, die erzeugte elektrische Energie bedarfsgerecht einzuspeisen. Es gilt, zugleich die Wirtschaftlichkeit sicherzustellen und Restriktionen, wie z. B. vertraglich zu deckende Wärmelastprofile, zu berücksichtigen. CUBE Engineering konnte auf Basis der Forschungsarbeit im Projekt RegModHarz eine unabhängige Beratungsdienstleistung für Anlagenbetreiber aufbauen (FlexAnalyse). Chancen und Risiken einer Investition in die Flexibilität für die bedarfsorientierte Einspeisung werden bewertet und eine optimale Anlagenkonfiguration vorgeschlagen.

2 Rechtlicher Rahmen

Seit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG-Novelle) 2012 kann Strom aus Biogasanlagen direkt vermarktet werden. Im Verbund mit einem Stromhändler mit Börsenzugang können Mehrerlöse erzielt werden. Zusätzlich installierte Blockheizkraftwerk-Leistungen (BHKW-Leistungen) ermöglichen es, vom Dauerbetrieb in den Fahrplanbetrieb zu wechseln. Gas- und Wärmemengen sind zur Ermöglichung der stromgeführten Betriebsweise zwischenzuspeichern. So kann gezielt zu Hochpreiszeiten, die eine Bedarfssituation am Markt anzeigen, gewinnbringend Strom erzeugt werden. Die Investition wird mit der Flexibilitätsprämie gemäß EEG 2012 gefördert.

3 Methodik

Mittels Simulationssoftware energyPRO wird ein digitales Modell von Anlagenkonfiguration und Restriktionen der Anlagenkonfiguration mit Kraft-Wärme-Kopplung erstellt. Aufbauend erfolgt eine stundengenaue technisch-betriebswirtschaftliche Simulation vom Anlagenbetrieb sowie der Strom- und Wärmevermarktung über einen Jahrgang. Die Investition geht mit einer Annuität auf 10 Jahre ein. Der wirtschaftliche Effekt verschiedener Varianten von Investitionen in die Flexibilität (Erhöhung der BHKW-Leis-

tung, Vergrößerung des Gas- und Wärmespeichers) wird berechnet. Ergebnisoptimale Zusatzkapazitäten werden ermittelt. In die abschließenden Empfehlungen fließen Praxiserfahrungen mit ein.

4 Fallbeispiel

In der untersuchten Anlage wird das im Fermenter produzierte Biogas kontinuierlich in einem BHKW mit 400 kW_{el} und 41,6 % elektr. Wirkungsgrad verstromt. Es besteht eine Wärmenutzung für den nahe gelegenen Schweinestall, ein Nahwärmenetz mit 25 m^3 Wärmepufferspeicher und die Fermenter. Überschüssige Abwärme wird zur Holztrocknung verwendet.

Das maximale Erzeugungsverlagerungs- und Erlöspotenzial kann unter Nutzung der Flexibilitätsprämie mit einem zusätzlichen BHKW mit 2 000 kW elektrischer Leistung erzielt werden (Variante C). Die Bemessungsleistung liegt in diesem Fall bei 498 kW und die installierte Leistung bei 2 400 kW_{el}.

Tab. 1: Ergebniswirkung der Flexibilisierung

Variante	Einheit	A	B	C	D
Zusatz-BHKW	kW	600	1.130	2.000	545
Erlösveränderung	€	152.071	217.089	252.894	121.573
Kostenveränderung	€	86.040	125.977	155.467	57.574
Betriebsergebnis	€	66.031	91.112	97.427	63.999
Cashflow	€	127.828	190.070	226.469	107.178
ROI in % der Investition	%	25,5 %	23,7 %	21,6 %	30,6 %
Amortisationszeit	a	3,9	4,2	4,6	3,3

Aufgrund der Zusatzkapazitäten bei BHKW und Speichern ist eine höhere Ausfallsicherheit gegeben. Überschussmengen an Biogas müssen zudem nicht abgefackelt werden. Vielfach führt der bessere Wirkungsgrad des Zusatz-BHKW zu einer größeren im Jahr produzierten Strommenge und zu einem hauptsächlichen Betrieb des Zusatz-BHKW. Im untersuchten Fall verfügte bereits das Bestands-BHKW über einen hohen Wirkungsgrad. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass größere BHKW niedrigere spezifische Kosten je Kilowatt installierter Leistung aufweisen. Dadurch sind in Variante C die Investitionen bei einem Zins von 5 % bereits durch die Flexibilitätsprämie gedeckt.

Die täglich auf wenige Stunden verkürzten Betriebszeiten mit hoher BHKW-Leistung bedingen eine Vergrößerung von Wärmetauschern, Notkühler, Trafo und Netzanbindung. Damit die Wärme auch im Intervallbetrieb weiter gleichmäßig geliefert werden kann, muss zur Pufferung ein zusätzlicher Wärmespeicher installiert werden. Auf Basis einer

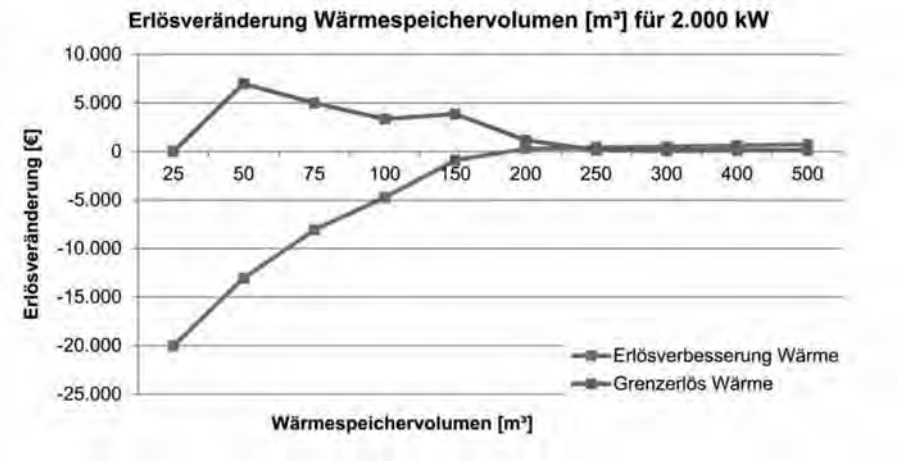


Abb. 1: Wärmeerlöse für das 2 000-kW-BHKW bei verschieden großen Wärmespeichern

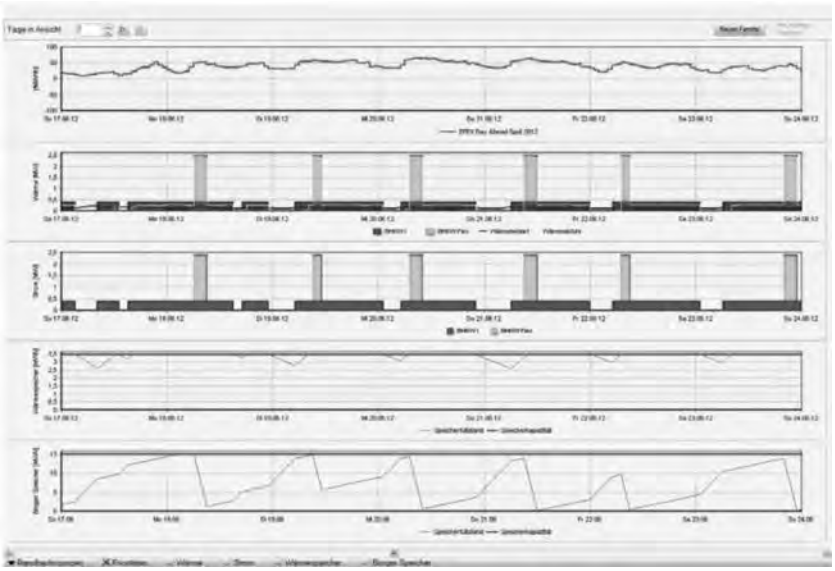


Abb. 2: Beispiel-Betriebsplan: Zusatz-BHKW mit 2 000 kW, 150-m³-Wärmespeicher, Sommerwoche

Sensitivitätsanalyse wird für Variante C ein zusätzliches Wärmespeichervolumen von 150 m³ empfohlen.

Insgesamt zeigt sich, dass sich die Bedingungen zwischen den Anlagensystemen deutlich unterscheiden und daher individuelle Analysen für tragfähige Investitionsentscheidungen notwendig sind.

„Grünlandenergie Havelland“ Nutzungskonzepte für Biogas aus Gras und Schilf

S. Schicketanz, P. Sauter

1 Fragestellung

Die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen aus der Landschaft gewinnt aufgrund vielfältiger Entwicklungen im Bereich von Energieerzeugung und Umweltschutz zunehmend an Bedeutung. Steigende Preise für Substrate sowie Strom und Wärme in Verbindung mit der Tatsache, dass Gras und Schilf vielfach konkurrenzfrei vorliegen, machen eine energetische Verwertung in Biogasanlagen interessant. Dabei unterliegt die Nutzung der Biomassepotenziale jedoch logistischen und technischen Herausforderungen.

Im Rahmen des Förderprogramms zur Optimierung der energetischen Biomassenutzung befasst sich das Projekt „Grünlandenergie Havelland“ mit zentralen Fragen zu Biomassepotenzialen und -bereitstellungspfaden sowie technischen Voraussetzungen der energetischen Nutzung von Gras und Schilf.

2 Material und Methoden

Wichtige Grundlage von tragfähigen Konzepten zur energetischen Nutzung von überschüssigem Gras und Schilf sind möglichst detaillierte Kenntnisse über die Menge und Qualität der verfügbaren Rohstoffe. Um Aussagen über geeignete Standorte für Biogasanlagen treffen zu können, wurden mithilfe einer eigens dazu entwickelten Analysemethode Bereiche mit konzentriertem Biomasseaufkommen ermittelt und anschließend mit

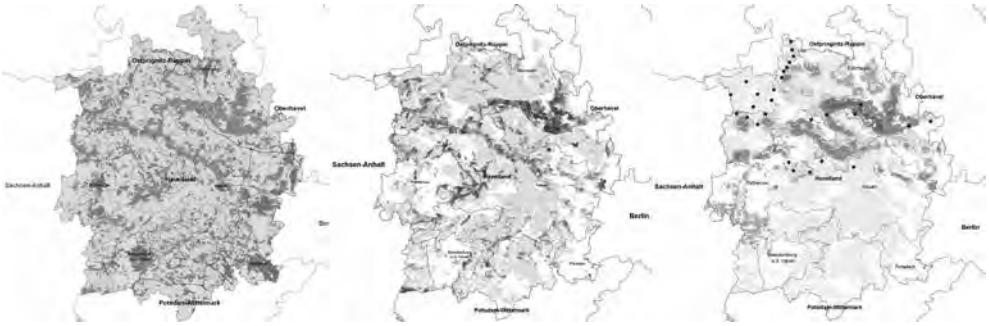


Abb. 1: Flächennutzung, Potenziale und Hotspots in der Region Havelland

Wärmesenken räumlich überlagert. Für eine Auswahl geeigneter Standorte (hohes Biomassepotenzial, großer Wärmebedarf) wurden die Prozessschritte der Bereitstellungsketten exemplarisch modelliert. Hierzu zählen technische und wirtschaftliche Aspekte der Nutzungsschritte Gewinnung, Logistik, Aufbereitung und energetische Verwertung.

Auf dieser Grundlage wurden praxistaugliche und übertragbare Nutzungskonzepte für die ermittelten Rohstoffpotenziale erstellt. Entsprechend der regionalen Voraussetzungen und der technischen Möglichkeiten für den Substrateinsatz in Biogasanlagen wurden Konzepte für den Einsatz von Gras in dafür konzipierte Biogasanlagen (300 kW_{el}, 500 kW_{el}) und die Beimischung von Gras in bereits bestehende Biogasanlagen unter Berücksichtigung der erforderlichen technischen Auf- bzw. Umrüstung untersucht. Abschließend erfolgte die Bewertung der Nutzungskonzepte anhand der Parameter Wirtschaftlichkeit, Treibhausgasemissionsminderungspotenzial (THG-Minderungspotenzial) und Umsetzbarkeit.

3 Ergebnisse

Im Ergebnis wurden anwendungsreife Analysemethoden bereitgestellt und Praxishinweise anhand von exemplarischen Nutzungskonzepten verdeutlicht.

Die Konzepte zeigen, dass bei der Nutzung der betreffenden Reststoffe in Biogasanlagen unter geeigneten Bedingungen Stromgestehungskosten von 19,8 ct/kWh_{el} erreicht werden können, denen Stromerlöse von 21 ct/kWh_{el} gegenüberstehen (Abb. 2). Auch eine anteilige Substitution von Anbaubiomasse durch Gras kann unter derzeitigen Bedingungen vereinzelt bereits zu wirtschaftlichen Vorteilen führen. Gleichzeitig ist hier anhand durchkalkulierter Nutzungskonzepte von einer 80 %igen THG-Einsparung gegenüber der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen auszugehen. Die Umsetzbarkeit der analysierten Nutzungskonzepte kann überwiegend positiv bewertet werden. Der Einsatz in neuen Anlagen mit direkt auf die Verwertung von halmgutartiger Biomasse ausgerichteter Technik ist weitgehend erforscht. Für den Einsatz von überwiegend halmgutartigen Bio-

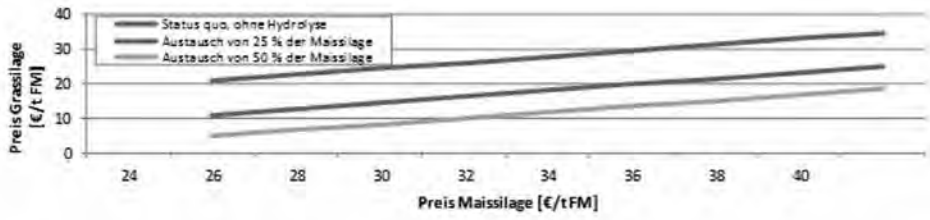


Abb. 2: Maximale Zahlungsbereitschaft für Grassilage in Abhängigkeit vom Preis für Maissilage von einer bestehenden Biogasanlage

masserestoffen in traditionellen Nassfermentationsanlagen sind in der Regel zusätzliche Prozessschritte notwendig, beispielsweise eine Hydrolyse, in der die Substrate homogenisiert und für den bakteriellen Aufschluss vorbereitet werden.

Alle Optionen zur energetischen Verwertung der betrachteten Biomasserestoffe haben sich als tragfähig erwiesen. Wesentliche Vorzüge sind die geringeren Wärme- und Stromgestehungskosten sowie ein hohes THG-Minderungspotenzial. Vorteilhaft sind zudem die möglichen Synergien von Energieerzeugung und Naturschutz. Voraussetzung für eine breite Umsetzung entsprechender Nutzungskonzepte ist eine zeitnahe Weiterentwicklung und Erprobung der entsprechenden Technologien.

Charakterisierung einer Dünnschlempe vergärenden, thermophilen mikrobiellen Gemeinschaft

Immo Roeske, Wael Sabra, Heiko Nacke, Rolf Daniel, An-Ping Zeng, Garabed Antranikian, Kerstin Sahm

1 Übersicht

Während des Herstellungsprozesses von Bioethanol entstehen große Mengen an Destillationsrückständen. Je Liter Bioethanol bleiben dabei mehr als 10 l dieses Rückstandes weitgehend ungenutzt. Die sogenannte Schlempe enthält einen hohen Anteil an Lignozellulose und abgestorbenen Hefezellen und wird anhand verschiedener Separierungsverfahren häufig zu Futtermitteln weiterverarbeitet. Die übrige, flüssige Phase bedarf aufwendiger Verfahren, um geeignetes Prozesswasser zurückzugewinnen und die Abwasserbelastung zu verringern. Die als Dünnschlempe bezeichnete flüssige Phase stellt ein ausgezeichnetes Substrat für die Produktion von Biogas dar und kann im Rahmen bestehender Bioraffinerieanlagen einen hohen Anteil des benötigten Energiebedarfs liefern.

Im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Forschungsprojekts BIORAFFINERIE2021 wurde ein Modellreaktor kontinuierlich mit Dünnschlempe beladen und die Charakterisierung der mikrobiologischen Diversität sowie populationsdynamische Untersuchungen durchgeführt. Da Schlempe bei hohen Temperaturen anfällt und frühere Untersuchungen gezeigt haben, dass bei hohen Temperaturen gesteigerte Abbau- und Methanbildungsraten erzielt werden können, lag der Forschungsfokus in der Umsetzung des Substrates unter Hochtemperatur-Bedingungen (55 °C) (Kardos et al. 2011, Zhang et al. 2000). Hierzu wurde Impfmaterial aus einer bestehenden Biogasanlage, die bei hoher Prozesstemperatur betrieben wird, entnommen und an das Monosubstrat Dünnschlempe adaptiert.

Die mikrobiologische Diversität des Modellreaktors wurde anhand einer 454-Pyrosequenzanalyse, basierend auf über 17 000 bakteriellen und archaeellen 16S rRNA-Genfragmenten, untersucht. Dabei zeigte sich eine deutliche Dominanz der bakteriellen Phyla Thermotogae und Elusimicrobia, während unter den methanproduzierenden Archaea ein hoher Anteil der Acetat verwertenden Methanosaeta sowie hydrogenotrophen Methanothermobacter auftrat.

Zur Analyse der mikrobiellen Stabilität sowie populationsdynamischer Veränderungen während Prozessänderungen (Versäuerung und Akkumulation inhibitorischer Intermediate) kamen denaturierende Gradienten-Gelelektrophorese (DGGE) und Fluoreszenz-

in-situ-Hybridisierung (FISH) zum Einsatz. Die Ergebnisse zeigen, dass sich ein stabiles mikrobiologisches Konsortium etabliert hat, innerhalb dessen es zu prozessabhängigen Schwankungen zwischen methanogenen Archaea, bezüglich Methanosaeta und Methanosarcina kommen kann.

Zusätzlich werden populationsdynamische Untersuchungen aus einer mit Dünnschlempe betriebenen Pilotanlage (6 m^3) präsentiert.

Literatur

Kardos, L.; Juhász, A.; Palkó, G.; Oláh, J.; Barkács, K.; Záray., G. (2011): Comparing of Mesophilic and Thermophilic Anaerobic Fermented Sewage Sludge Based on Chemical and Biochemical Tests. Applied Ecology and Environmental Research 9, p. 293–302

Zhang, R.H.; Tao, J.; Dugba., P.N. (2000): Evaluation of Two-stage Anaerobic Sequencing Batch Reactor Systems for Animal Wastewater Treatment. Transactions of the Asae 43, p. 1795–1801

Potenzial und Risiken beim Anbau der „Durchwachsenen Silphie" (*Silphium perfoliatum L.*)

Walter Frölich

1. Einleitung

„Die Silphie ist keine Wildpflanze mehr, aber auch noch keine Kulturpflanze." Die Durchwachsene Silphie (*Silphium perfoliatum L.*) – kurz Silphie – ist ein im Osten von Nordamerika beheimateter, perennierender Korbblütler (Asteraceae). Für den Ausdruck „Becherpflanze" sind gegenständige, ungeteilte, an der Basis miteinander verwachsene Blätter namensgebend, die zum Auffangen von Tau und Regen geeignete Becher formen. Hieraus resultiert eine bemerkenswerte Trockentoleranz. Bereits 350–400 mm Jahresniederschlag sind ausreichend.

Eine Pflanze kann 3–10 vierkantige Stängel von 2–3 m Höhe ausbilden. Ein Stängel kann mehrere Blütenköpfchen mit leuchtend gelben Blüten hervorbringen. Die Blüh- und Reifeperiode zieht sich sehr lange hin, vom Juli bis in den September. Die Samenreife wird dann Ende September/Anfang Oktober erreicht.

Der Wurzelstock hat etwa 50 cm Durchmesser und 50 cm Tiefe, mit einem 150–200 cm tief reichenden Feinwurzelsystem. Hinsichtlich des Bodens ist die Silphie ziemlich anspruchslos, sie bevorzugt aber humose Standorte mit guter Wasserführung. An die Vorfrucht werden keine besonderen Ansprüche gestellt. Sie darf aber nicht nach Raps angebaut werden, wegen der Gefahr einer Infektion mit *Sclerotinia*. Ein Anbau ist in Grenzlagen bis 700 m ü. NN und auf Parzellen in Randlagen möglich. Ein sehr bedeutsamer Vorteil der Silphie ist die ganz erhebliche Verminderung der Bodenerosion schon ab dem 2., in jedem Fall aber ab dem 3. Standjahr.

Die Silphie wurde in der (ehemaligen) Sowjetunion schon vor über 40 Jahren auf ihre Eignung als Futter- und Trachtpflanze untersucht. Sie gelangte von dort nach Thüringen und Sachsen, wo sie eine gewisse Bedeutung als Raufutter für Kaninchen und kleine Wiederkäuer erlangte. Untersuchungen zur Prüfung der Silphie auf Futtereignung liegen auch aus verschiedenen anderen Ländern vor.

2004 nahm die Thüringische Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL) in Jena die Forschungsarbeiten zur Nutzbarmachung der Silphie wieder auf. In diesem Kontext wurden dann sehr rasch die Vorzüge der Silphie als nachhaltige Energiepflanze in Biogasanlagen erkannt. Dazu gehört auch, dass die Silphie etwa zur gleichen Zeit wie Mais die Siloreife erlangt und schon ab Ende August/Anfang September mit einem praxisüblichen Maishäcksler geerntet werden kann.

2 Ergebnisse

Ein Vergleich der – züchterisch noch kaum bearbeiteten – Durchwachsenen Silphie mit modernen Hybridmaissorten ergibt Folgendes:

Der Ertrag an Trockenmasse (oberirdische Teile) ist mit 13–20 t/ha vergleichbar oder höher, der Trockensubstanzgehalt mit 25–28 % vergleichbar. Die Biogasausbeute ist mit 500 Nl/kg oTM etwas geringer, die Methanausbeute mit 270 Nl/kg oTM ebenfalls. Der Methanertrag ist mit 3000–4000 Nm^3/ha etwas geringer oder schon vergleichbar. Eine Weender Analyse über 4 Erntetermine ergab 11–12 % Rohasche, 3–4 % Rohfett, 6–7 % Rohprotein, etwa 30 % Rohfaser und 50 % N-freie Extraktstoffe (Frölich 2013). Dargestellt werden auch Werte zu Biogaserträgen, zu Pflanzennährstoffgehalten (Frölich und Stolzenburg 2012), zum Rohfettgehalt und zu Fettsäurenspektra von Samen (Achänen) der Silphie, die als energiereicher Teil der Becherpflanze zu betrachten sind (Oechsner und Reinhardt-Hanisch 2013). Auf die Bedeutung von Ultraspurenelementen in der Methanogenese wird ebenfalls hingewiesen (Frölich 2013, Sauer 2009).

Sehr positiv ist, dass die Silphie außer einer Anfangsdüngung und dem Ersatz von verflüchtigtem Stickstoff (N) keinen Düngungsbedarf hat, sofern die Gärreste wieder ausgebracht werden. Der jährliche N-Bedarf beträgt bei einer Ertragserwartung von etwa 15 t/ha Trockenmasse etwa 1 kg N/ha entsprechend 150–200 kg/ha.

Stickstoff kann als Mineraldünger verabreicht werden und/oder als organische Düngung in Form von Gärresten oder Gülle. Frühe N-Ausbringung ist empfehlenswert.

Bei Phosphor (P), Kalium (K), Magnesium (Mg) und Calcium (Ca) ist eine Start-Düngung erforderlich. In den Folgejahren reicht es, diese Hauptnährstoffe über Gärreste oder Gülle zu ergänzen. Der ungefähre Bedarf an P_2O_5 liegt bei 25–30 kg/ha, an K_2O bei 150–200 kg/ha, an MgO bei 50–70 kg/ha und an CaO bei 200–250 kg/ha.

3 Diskussion

Bevor aber die Durchwachsene Silphie die Bedeutung im Energiepflanzensektor erlangen kann, die ihr zusteht, sind aus der Sicht des Pflanzenbaues, des Pflanzenschutzes und der Pflanzenzüchtung noch die nachstehend beschriebenen Kernprobleme zu lösen:

(1) Die Herbizidanwendung im Anpflanzjahr und bis zum 2./3. Standjahr ist schwierig. Es gibt dafür im Bundesgebiet noch kein offiziell zugelassenes Herbizid. Es können jedoch Ausnahmegenehmigungen nach § 22 (2) Pflanzenschutzgesetz beantragt werden, z. B. für eine Mischung von 1,25 l/ha Spectrum und 2,5 l/ha Stomp Aqua, die auf einigen Versuchsparzellen und Praxisschlägen mit Erfolg vor einer Auspflanzung von 40000 Pflanzen/ha angewendet worden ist.

(2) Beim Bestandesaufbau mit angestrebten 35 000–40 000 Pflanzen/ha hat sich eine Reihenweite von 50–75 cm bewährt. Es musste bislang mit vorgezogenen Jungpflanzen gearbeitet werden, was mit erheblichen Kosten von ca. 8 000–10 000 Euro/ha verbunden war. Eine preisgünstigere Direktsaat der Silphie ist aber seit 2013 möglich, da jetzt vorbehandeltes Saatgut mit einer Keimfähigkeit von 75–80 % zur Verfügung steht. Weitere Informationen sind zu finden bei Biertümpfel und Conrad (2013).

(3) Aufnahme züchterischer Aktivitäten mit Schwerpunkt Resistenzzüchtung

Wichtigste Voraussetzung für eine Direktsaat ist die Verbesserung von Ertrag und Qualität des geernteten Saatguts auf dem Wege einer Selektion auf Genotypen mit synchroner Blüte und Samenreife, guter Keimfähigkeit und Triebkraft sowie ausreichender Herbizidtoleranz der jungen Pflanzen.

Aus mehreren Bundesländern liegen Berichte vor zu Befallslagen mit pilzlichen Schaderregern (*Sclerotinia, Pseudomonas, Cladosporium*), besonders in dichten und größeren Beständen, die sich aber noch unter der ökonomischen Schadensschwelle gehalten haben. Dennoch ist auf eine Verbreiterung der bisher sehr schmalen genetischen Basis und eine Erhöhung der genetischen Variabilität hinzuarbeiten, um beim Auftreten aggressiver Pathotypen dieser oder weiterer Erreger schnellstmöglich reagieren zu können.

An dieser Stelle sei betont, dass *Silphium perfoliatum L.* keine invasive Art darstellt. Sie steht in fast ganz Europa seit Jahrzehnten an (ehemaligen) Versuchsstandorten und in botanischen Gärten, ohne dass für die heimische Artenvielfalt Nachteiliges berichtet worden wäre.

Abgerundet werden soll dieses Bild der Silphie, einem obligaten Fremdbefruchter, mit dem Hinweis auf ihre Eigenschaften als Trachtpflanze (Bienenweide). Zum einen erstreckt sich die Blütezeit der Silphie von Mitte Juli bis Ende September, wenn kaum noch andere blühende Pflanzen zu finden sind, zum anderen zeichnet sie sich durch ein gutes bis sehr gutes Angebot an Nektar und Pollen aus.

Literatur

Biertümpfel, A.; Conrad, M. (2013): Hinweise zur Bestandesetablierung durch Aussaat. Niedersächs.-Thüring. Silphientag, Walsrode, 14.01.2013

Frölich, W. (2013): BioGasWorld – Internat. Fachmesse für Biogastechnologien und dezentrale Energieversorgung – Internat Anaerobic Digestion Symposium – Substrate Treatment “The cup plant *Silphium perfoliatum L.* – a high-potential future bio-energy plant”. 4. April 2013, Berlin.

Frölich, W.; Stolzenburg, K. (2012): Anbaupotenzial und Saatguteigenschaften der Durchwachsenen Silphie (*Silphium perfoliatum L.*). Berichte der Gesellschaft für Pflanzenbauwissenschaften, Bd. 6, S. 81–84

Oechsner, H.; Reinhardt-Hanisch, A. (2013): Gärversuche mit Silphie-Samen im batch-Verfahren – Hohenheimer Biogasertragstest (HBT). Universität Hohenheim, Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie

Sauer, B.(2009): Elementgehalte und Stoffströme bei der Strom- und Wärmegewinnung im Bioenergiedorf Jühnde. Fortschritt neu denken

Vergärung von Weizenstroh im Aufstromverfahren

Marcel Pohl, Maria Sanchez, Jan Mumme

1 Einleitung

Nachhaltige Biogasproduktion spielt eine entscheidende Rolle im Kampf gegen die globale Klimaerwärmung. Ein ökonomischer Betrieb hängt jedoch maßgeblich von hohen Biogasausbeuten und einer nachhaltigen Substratproduktion ab. Insbesondere lignocellulosehaltige Substrate wie Stroh oder Grünschnitt bieten ein großes, bisher ungenutztes Potenzial für die energetische Nutzung. Im Fall von Stroh wird eine jährlich nachhaltig verfügbare Menge von 8–13 Mio. t angenommen (Zeller et al. 2011).

Zu diesem Zweck wurde 2010 das Aufstromverfahren vorgestellt, welches sich eignet, lignocellulosehaltige Substrate kontinuierlich zu vergären und die im klassischen Rührkesselreaktor auftretenden Probleme zu umgehen.

2 Material und Methoden

Die Reaktorsysteme bestehen aus jeweils einem 39-l-Aufstromreaktor (AFR) und einem nachgeschalteten 30-l-Festbettreaktor (FBR). Diese sind über den Kreislauf der Prozessflüssigkeit verbunden und werden von unten nach oben durchströmt (Abb. 1). Die Temperierung erfolgte von außen über einen Wassermantel. Es wurden die Temperaturniveaus 60, 55 und 37 °C miteinander verglichen. Bei 4 installierten Reaktorsystemen konnten alle Versuche in Doppelbestimmung durchgeführt werden.

Das Substrat wird über das diagonale Fütterungsrohr in den AFR eingebracht und schwimmt durch den Dichteunterschied zur Prozessflüssigkeit auf. Ein horizontales Metallsieb hält das Substrat zurück und erlaubt die Bildung eines Festbettes. In den FBRs befinden sich Aufwuchsträger aus der Abwasserbehandlung, um den Mikroorganismen die Ausbildung eines Biofilms zu ermöglichen.

Die Reaktoren wurden für die Versuche zur Monovergärung mit Weizenstroh mit einer durchschnittlichen Häcksellänge von 35 mm gefüttert. Der organische Trockensubstanzgehalt lag bei 85,9 %, der Rohfaseranteil bei 46,3 %. Um den Einfluss der Häcksellänge zu untersuchen, wurden Teile des Strohs mithilfe einer Hammermühle auf die Hälfte weiter zerkleinert.

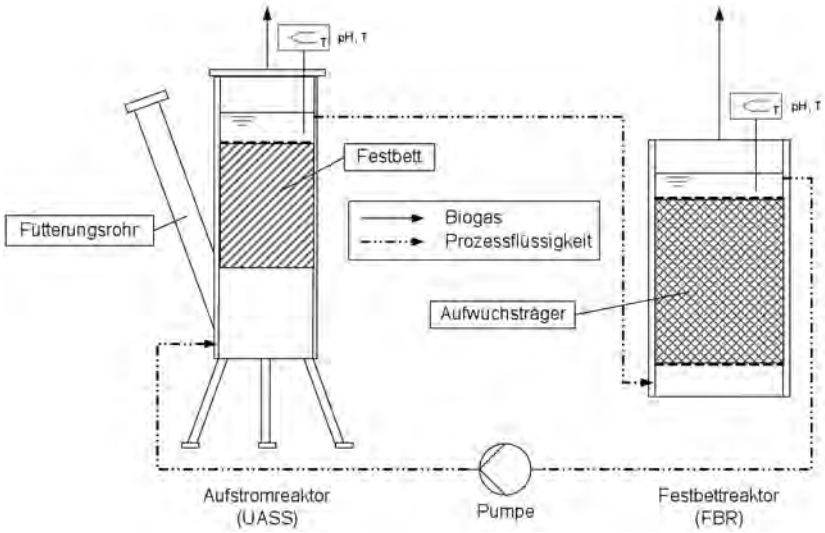


Abb. 1: Schema des Versuchsstandes (Pohl et al. 2012)

3 Ergebnisse und Diskussion

Die Methangehalte im Biogas lagen im Gleichgewichtszustand bei 37 °C und 55 °C zwischen 50 % und 61 %, ein Einfluss der Temperatur konnte nicht beobachtet werden. Die Erhöhung der Temperatur im AFR auf 60 °C bewirkte jedoch einen Abfall der Methankonzentration auf < 50 %. Dies wurde jedoch durch einen Anstieg im Biogas der FBRs von durchschnittlich 64 % auf > 70 % kompensiert.

Eine kürzere Häcksellänge des Strohs zeigte bei niedrigen Raumbelastungen keinen sichtbaren Effekt, erst bei einer Raumbelastung von 8 g_{oTS} l^{-1} d^{-1} zeigte sich der Einfluss der verkürzten Verweilzeit, und die Ausbeuten des nachgehäckselten Strohs waren höher.

4 Ausblick

Neben Versuchen zur Kofermentation mit geeigneten Substraten soll eine Prozessmodellierung Erkenntnisse für die prozesstechnische und ggf. biologische Prozessoptimierung liefern.

Literatur

Zeller, V.; Weiser, C.; Hennenberg, K.; Reinicke, F.; Schaubach, K.; Thrän, D.; Vetter, A.; Wagner, B. (2011): Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe zur Bioenergiebereitstellung. Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH (DBFZ), Leipzig

Pohl, M.; Mumme, J.; Heeg, K.; Nettmann, E. (2012): Thermo- and mesophilic anaerobic digestion of wheat straw by the upflow anaerobic solid-state (UASS) process. Bioresour. Technol. 124, p. 321–327

Anschriften der Autoren

Volker Aschmann
Bayerische Landesanstalt für
Landwirtschaft
Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Vöttinger Str. 36
85354 Freising

Selin Ay
Leibniz Universität Hannover
Institut für Siedlungswasserwirtschaft
und Abfalltechnik
Welfengarten 1
30167 Hannover

Dr. Roland Baetzel
VDLUFA Qualitätssicherung NIRS GmbH
Teichstr. 35
34130 Kassel

Michael Beil
Fraunhofer-Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik
Bereich Bioenergie Systemtechnik
Königstor 59
34119 Kassel

Heike Bischof
Brandenburgische Technische Universität
Cottbus
Fakultät Umweltwissenschaften und
Verfahrenstechnik
Siemens-Halske-Ring 8
03046 Cottbus

Janina Böske
Georg-August-Universität Göttingen
Fakultät für Agrarwissenschaften –
Außenstelle Vechta
Universitätsstr. 7
43377 Vechta

Rainer Bolduan
EIFER European Institute for Energy Research
Emmy-Noether-Str. 11
76131 Karlsruhe

Dr. Gunter Ebel
Leibniz-Institut für Agrartechnik
Potsdam-Bornim e.V.
Technikbewertung und Stoffkreisläufe
Stahnsdorfer Damm 1
14532 Stahnsdorf / OT Güterfelde

Stephan Engelke
MT BioMethan GmbH
Ludwig-Elsbett-Str. 1
27404 Zeven

Dr.-Ing. Ulrike Ehrenstein
Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits-
und Energietechnik (UMSICHT)
Bereich Energie
Osterfelder Str. 3
46047 Oberhausen

Daniel Einfalt
Universität Ulm
Institut für Systematische Botanik
und Ökologie
89069 Ulm

Roland Essel
nova-Institut GmbH
Chemiepark Knapsack
Industriestr. 300
50354 Hürth

Wiebke Fahlbusch
Georg-August-Universität Göttingen
Interdisziplinäres Zentrum für
Nachhaltige Entwicklung
Goldschmidtstr. 1
37077 Göttingen

Dirk Filzek
CUBE Engineering GmbH
Breitscheidstr. 6
34119 Kassel

Dr. Walter Fröhlich
Marktplatz 10
74343 Sachsenheim

Dr. Horst Gömann
Johann Heinrich von Thünen-Institut
Bundesforschungsinstitut für Ländliche Räume, Wald und Fischerei
Bundesallee 50
38116 Braunschweig

Prof. Dr. Carola Griehl
Fachbereich Angewandte Biowissenschaften und Prozesstechnik
Hochschule Anhalt
Bernburger Str. 55
06366 Köthen

Jana Grunewald
Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie
Waldheimer Str. 219
01683 Nossen

Henning Hahn
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES
Bereich Bioenergie Systemtechnik
Königstor 59
34119 Kassel

Dr. Marlies Härdtlein
Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und rationale Energieanwendung
Heßbrühlstr. 49a
70565 Stuttgart

Georg Häring
Hochschule Ingolstadt
Kompetenzfeld Erneuerbare Energien
Esplanade 10
85049 Ingolstadt

Katja Heitkämper
Forschungsanstalt Agroscope Reckenholz-Tänikon ART
Tänikon
CH-8356 Ettenhausen
Schweiz

Frank Hengelhaupt
Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft
Naumburger Str. 98
07743 Jena

Martin Henßler
Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und rationale Energieanwendung
Heßbrühlstr. 49a
70565 Stuttgart

Jens Ibendorf
Georg-August-Universität Göttingen
Interdisziplinäres Zentrum für Nachhaltige Entwicklung
Goldschmidtstr. 1
37077 Göttingen

Dr. H. Fabian Jacobi
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Bereich Biochemische Konversion
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig

Dr.-Ing. Stefan Junne
Technische Universität Berlin
Institut für Biotechnologie
Ackerstr. 76
13355 Berlin

Marius Kerkering
Fachhochschule Münster
Fachbereich Energie, Gebäude, Umwelt
Stegerwaldstr. 39
48565 Steinfurt

Ulrich Keymer
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur
Menzinger Str. 54
80638 München

Dr. Michael Klocke
Leibniz-Institut für Agrartechnik
Potsdam-Bornim e.V.
Abteilung Bioverfahrenstechnik
Max-Eyth-Allee 100
14469 Potsdam

Peter Kornatz
Justus-Liebig Universität Gießen
Institut für Betriebslehre der Agrar- und Ernährungswirtschaft
Senckenbergstr. 3
35390 Gießen

Daniela Köck
Technische Universität München
Lehrstuhl für Mikrobiologie
Arcisstr. 21
80333 München

Dr.-Ing. Bernd Krautkremer
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES
Bereich Bioenergie Systemtechnik
Königstor 59
34119 Kassel

Dr. Andreas Lemmer
Universität Hohenheim
Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
Garbenstr. 9
70599 Stuttgart

Prof. Dr.-Ing. Bernd Linke
Leibniz-Institut für Agrartechnik
Potsdam-Bornim e.V.
Abteilung Bioverfahrenstechnik
Max-Eyth-Allee 100
14469 Potsdam

Annett Lomtscher
Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS
Winterbergstr. 28
01277 Dresden

Dr. Jens Möllmer
Institut für nichtklassische Chemie e.V.
Permoserstr. 15
04318 Leipzig

Prof. Dr. mont. Michael Nelles
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig

Dr. Hans Oechsner
Universität Hohenheim
Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
Garbenstr. 9
70599 Stuttgart

Dr. Jana Peters
Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei Mecklenburg-Vorpommern
Dorfplatz 1
18276 Gülzow-Prüzen

Marcel Pohl
Leibniz-Institut für Agrartechnik
Potsdam-Bornim e.V.
APECS-Nachwuchsgruppe
14469 Potsdam

Dr. Stefan Rauh
Fachverband Biogas e.V.
Angerbrunnenstr. 12
85356 Freising

Dr. Gerd Reinhold
Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft
Naumburger Str. 98
07743 Jena

Florian Roeder
Next Kraftwerke GmbH
Lichtstr. 43 g
50825 Köln

Immo Röske
Technische Universität Hamburg-Harburg
Institut für Technische Mikrobiologie
Kasernenstr. 12
21073 Hamburg

Sven Schicketanz
Bosch & Partner GmbH
Streitstr. 13
13587 Berlin

Dr. Wolfgang H. Schwarz
Technische Universität München
Lehrstuhl für Mikrobiologie
Emil-Ramann-Str. 4
85354 Freising

Dr. Michael Specht
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg
Fachgebiet Regenerative Energieträger und Verfahren
Industriestr. 6
70565 Stuttgart

Paul Stopp
Leibniz Universität Hannover
Institut für Siedlungswasserwirtschaft und Abfalltechnik
Welfengarten 1
30167 Hannover

Marcus Trommler
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Bereich Biochemische Konversion
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig

Markus Theiß
Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie
Waldheimer Str. 219
01683 Nossen

Dr. Armin Vetter
Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft
Naumburger Str. 98
07743 Jena

Prof. Dr. Gerd-Rainer Vollmer
BTN Biotechnologie Nordhausen GmbH
Kommunikationsweg 11
99734 Nordhausen

Dr. Christine von Buttlar
IGLU-Ingenieurgemeinschaft für Landwirtschaft und Umwelt
Bühlstr. 10
37073 Göttingen

Prof. Dr.-Ing. Georg Wachtmeister
Technische Universität München
Lehrstuhl für Verbrennungskraftmaschinen
Schragenhofstr. 31
80992 München

Christian Weiser
Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft
Naumburger Str. 98
07743 Jena

Theresa Weith
Universität Bayreuth
Zentrum für Energietechnik
Universitätsstr. 30
95440 Bayreuth

Dr. Arthur Wellinger
European Biogas Association
Renewable Energy House
Rue d'Arlon 63-65
BE-1040 Brüssel
Belgien

Dr. Matthias Wendland
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Ökologischen Landbau, Bodenkultur und Ressourcenschutz
Lange Point 12
85354 Freising

Christian Wolf
Fachhochschule Köln
Institut für Automation & Industrial IT
Steinmüllerallee 1
51643 Gummersbach

Dr. Wilfried Zorn
Thüringer Landesanstalt für
Landwirtschaft
Abteilung Ackerbau und Düngung
Naumburger Str. 98
07743 Jena

KTBL-Veröffentlichungen

Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas
2012, (Best.-Nr. 30005)

Der Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas ist eine nach den aktuellen Vorgaben des Erneuerbare Energien-Gesetzes aufgebaute Planungshilfe für Biogasanlagen. Ausgegeben werden Richtwerte zur Gasausbeute sowie anlagenspezifische Kennzahlen, EEG-Vergütung, Gärrestmengen und Düngerwerte des Gärrestes. Anhand von vordefinierten Modellanlagen werden wirtschaftliche Kennzahlen abgeschätzt, ebenso kann eine detaillierte Betrachtung einzelner Wärmenutzungskonzepte durchgeführt werden.

Betriebsplanung Landwirtschaft 2012/13
Daten für die Betriebsplanung in der Landwirtschaft
2012, 23. Auflage, 824 S., 26 €, ISBN 978-3-941583-64-1
(Best.-Nr. 19510)

Maschinenkosten kalkulieren, Arbeitseinsätze planen oder Produktionsverfahren bewerten – das KTBL-Standardwerk bietet, ergänzt durch eine Online-Anwendung, zu jedem Anlass der betrieblichen Planung umfassende Informationen zu Tierhaltung, Pflanzenproduktion und Energiegewinnung.

Energiepflanzen
Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus
– mit Online-Anwendung
2012, 2. Auflage, 368 S., 25 €, ISBN 978-3-941583-65-8
(Best.-Nr. 19508)

Der Anbau von Energiepflanzen ist für viele landwirtschaftliche Unternehmer ein wichtiger Betriebszweig. Die Datensammlung, ergänzt durch eine Online-Anwendung, liefert sowohl für überschlägige Betrachtungen als auch für komplexe Planungsrechnungen zuverlässige Informationen.

Anbau und thermische Nutzung von Miscanthus
2012, 52 S., 9 €, ISBN 978-3-941583-67-2
(Best.-Nr. 40095)

Das Heft informiert über die Produktion von Miscanthus: von der Anpflanzung, über die Pflege bis zur Ernte der Kultur. Die Angaben zu Erträgen, Transport, Lagerung und Nutzung werden durch beispielhafte Kostenberechnungen verschiedener Verfahren ergänzt.

Logistik rund um die Biogasanlage
2013, 132 S., 24 €, ISBN 978-3-941583-75-7
(Best.-Nr. 11498)

Die Schrift bietet die Hintergrundinformationen zur Verfahrensbewertung in der Biomasselogistik: von den rechtlichen Rahmenbedingungen über die Fahrzeugtechnik, die Wegestruktur, dem Bodenschutz, der sozialen Akzeptanz, der Qualitätssicherung, der Arbeitswirtschaft und Ökonomie, der Klimawirkung bis zur Informationstechnik.

Biomethaneinspeisung in der Landwirtschaft
Geschäftsmodelle – Technik – Wirtschaftlichkeit
2012, 84 S., 24 €, ISBN 978-3-941583-70-2
(Best.-Nr. 11495)

In dieser Schrift werden die technischen Grundlagen der Biogasaufbereitung und -einspeisung erklärt, Vorschriften erläutert, Verfahrenstechniken beschrieben und Geschäftsmodelle aufgezeigt. Es werden die Kosten der Biogas- und Biomethanbereitstellung verschiedener Anlagengrößen dargestellt und planerische Hinweise gegeben.

Clevere Landwirte geben Gas
Musterlösungen zukunftsfähiger Biogasanlagen. Ergebnisses aus dem Bundeswettbewerb „Musterlösungen zukunftsfähiger Biogasanlagen 2012“
2012, 48 S., 9 €, ISBN 978-3-941583-69-6
(Best.-Nr. 40097)

Das Heft zeigt vorteilhafte Lösungen aus unterschiedlichen Bereichen der Biogaserzeugung, die im Bundeswettbewerb „Musterlösungen zukunftsfähiger Biogasanlagen“ prämiert wurden. Außerdem werden Hinweise und Empfehlungen für die Praxis aufgezeigt.

Kleine Windenergieanlagen
Technik - Recht - Wirtschaftlichkeit
2012, 52 S., 9 €, ISBN 978-3-941583-61-0
(Best.-Nr. 40092)

Der Einsatz kleiner Windenergieanlagen dient der Deckung des eigenen Strombedarfs und der Einspeisung in das Verbundnetz. Das Heft beschreibt die Anlagentechnik, die Kriterien der Standortwahl und bietet Unterstützung bei der Abschätzung der Energieerträge. Neben den rechtlichen Rahmenbedingungen werden Details zum Anlagenbetrieb und zur Wirtschaftlichkeitsberechnung erläutert, insbesondere im Leistungsbereich von 7,5 bis 25 kW.

Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen
2010, 2. überarb. Auflage, 36 S., 9 €, ISBN 978-3-941583-42-9
(Best.-Nr. 40088)

Dieses Heft bietet Richtwerte zur Abschätzung der Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, die Hersteller, Planer, Berater und Betreiber bei Planung und Konzeption unterstützen.

Biogas in der Landwirtschaft
-Stand und Perspektiven FNR/KTBL-Kongress
vom 20. bis 21. September 2011 in Göttingen
2011, 406 S., 25 €, ISBN 978-3-941583-56-6
(Best.-Nr. 11488)

Der Tagungsband fasst den aktuellen Stand des Wissens zu biologischen, verfahrens- und betriebstechnischen Maßnahmen zur Stabilisierung und Verbesserung des Anlagenprozesses zusammen. Schwachstellen an Biogasanlagen und rechtliche Neuerungen werden vorgestellt und die Schrift durch Kurzfassungen der ausgestellten wissenschaftlichen Poster ergänzt. Sie wendet sich an Vertreter aus Wissenschaft, Beratung, Planung, Verwaltung sowie Biogasanlagenbetreiber und die, die es werden wollen

Bestellhinweise

Versandkosten werden gesondert in Rechnung gestellt. Preisänderungen vorbehalten. Wir freuen uns auf Ihre Bestellung. Senden Sie diese bitte an

KTBL, Bartningstraße 49, 64289 Darmstadt | Tel.: +49 6151 7001-189 | Fax: +49 6151 7001-123 | E-Mail: vertrieb@ktbl.de | www.ktbl.de

Besuchen Sie auch unseren Internet-Shop **www.ktbl.de**

aid-Veröffentlichungen

Globalisierte Landwirtschaft und regionale Baukultur Wie passt das zusammen...?

Broschüre, DIN A4, 64 Seiten, Bestell-Nr. 3397
ISBN 978-3-8308-1006-3

Wie können beim Neu- und Umbau landwirtschaftlicher Gebäude marktwirtschaftliche Zwänge und der Wunsch nach intakter Landschaft in Einklang gebracht werden? Der Tagungsband zeigt Möglichkeiten auf. Auf einer gemeinsamen Veranstaltung des aid infodienst und der Deutschen Stiftung Kulturlandschaft erläuterten Fachleute, wie sich ländliche Räume verändern, was Baukultur auf dem Land heißt und inwieweit Neubauten überhaupt markt- und landschaftsgerecht sein können. Zudem wurden übergreifende Baukonzepte für bestimmte Regionen vorgestellt. Anhand ausgezeichneter Betriebe in Franken und im Schwarzwald zeigten die Experten abschließend, wie sich auch mit vertretbarem finanziellem Aufwand landschaftsnah bauen lässt.

Biogasanlagen in der Landwirtschaft

Heft, DIN A5, 100 Seiten, Bestell-Nr. 1453
ISBN 978-3-8308-1070-4

Für viele Landwirte ist dieser Betriebszweig inzwischen ein wichtiges Standbein beim Einkommen. Das Heft informiert ausführlich über Grundlagen der Erzeugung und der Planung, über technische Anforderungen bis zum wirtschaftlichen Betrieb. Dabei werden alle Änderungen des 2012 in Kraft getretenen Gesetzes zu Erneuerbaren Energien (EEG) berücksichtigt. Im Mittelpunkt stehen unter anderem Kennzahlen zur Gasausbeute verschiedener Substrate, die Möglichkeiten einer sinnvollen Wärmenutzung und die richtige Lagerung der verfügbaren Biomassearten. Weiterer Schwerpunkt sind Änderungen im EEG, z.B. die aktuellen Regelungen zur Stromvergütung und die Möglichkeit der Direktvermarktung an Strombörsen.

Bestellungen an

aid infodienst e. V. – Vertrieb
Postfach 1627, 53006 Bonn

oder 0180 3 849900* (Tel.)
0228 84 99-200 (Fax)
bestellung@aid.de

Mehr Infos auf

www.aid.de
www.aid-medienshop.de
www.landschafft.info

* Kosten 9 Cent pro Minute aus dem deutschen Festnetz. Für den Mobilfunk können abweichende Tarife gelten.