

Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven

FNR/KTBL-Kongress
vom 26. bis 27. September 2017
in Bayreuth





KTBL-Schrift 512

Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven

FNR/KTBL-Kongress
vom 26. bis 27. September 2017
in Bayreuth

Herausgeber

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

Fachliche Begleitung

KTBL-Arbeitsgruppe „Programmausschuss FNR/KTBL-Biogaskongress 2017“

Christoph Gers-Grapperhaus | Dr. Waldemar Gruber | Ulrich Keymer (Vorsitzender) |
Dr.-Ing. Bernd Krautkremer | Dr.-Ing. Jan Liebetrau | Dr. Christiane Herrmann |
Dr. Hans Oechsner | Mark Paterson | Dr.-Ing. Gerd Reinhold | Dr. Petra Schüsseler

Ideeller Partner



Medienpartner



Die Informationen der vorliegenden Schrift wurden vom KTBL und den Autoren nach bestem Wissen und Gewissen nach dem derzeitigen Stand des Wissens zusammengestellt. Das KTBL und die Autoren übernehmen jedoch keinerlei Haftung für die bereitgestellten Informationen, deren Aktualität, inhaltliche Richtigkeit, Vollständigkeit und Qualität.

© KTBL 2017

Herausgeber und Vertrieb

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Bartningstraße 49 | 64289 Darmstadt
Telefon +49 6151 7001-0 | Fax +49 6151 7001-123 | E-Mail: ktbl@ktbl.de
vertrieb@ktbl.de | Telefon Vertrieb +49 6151 7001-189
www.ktbl.de

Herausgegeben mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

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.

Redaktion

Mark Paterson, Astrid Hauptmann, Bernd Wirth, Dr.-Ing. Katharina Müller | KTBL, Darmstadt

Satz

Serviceteam Herstellung | KTBL, Darmstadt

Titelfoto

© Countrypixel | Fotolia.com

Druck und Bindung

Druck- und Verlagshaus Zarbock GmbH & Co. KG | Frankfurt am Main

Printed in Germany

ISBN 978-3-945088-52-4

Vorwort

Die Biogasbranche steht vor enormen Herausforderungen. Sie ist gefordert, sich dem Ende der bisherigen Vergütungsstrukturen aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz zu stellen, ihre Produkte an die bedarfsgerechte Bedienung der Märkte anzupassen und sich gemeinsam mit den Landwirten für eine nachhaltige Rohstoffproduktion zu engagieren.

Der bereits fünfte Kongress „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“ wird gemeinsam vom Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) und der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) ausgerichtet, um aufzuzeigen, wie die Akteure der Branche auf diese Ziele hinarbeiten, welche Möglichkeiten und Lösungsstrategien heute schon bestehen und was in Zukunft denkbar ist.

Beim Fachkongress am 26. und 27. September 2017 in Bayreuth stellen Wissenschaftler und Praktiker die aktuellen Erkenntnisse und Lösungsstrategien vor und diskutieren sie. Themenschwerpunkte sind u. a. die Chancen der Bestandsanlagen im EEG 2017, Anlagenflexibilisierung, Systemintegration, Power-to-Gas, Bioökonomie und die Optimierung der biologischen Prozesse.

Das Fachprogramm des diesjährigen FNR/KTBL-Biogaskongresses wurde durch einen eigens hierfür einberufenen Programmausschuss, bestehend aus renommierten Fachleuten aus Wissenschaft und Beratung, erarbeitet.

Begleitet wird das Programm von einer umfangreichen Ausstellung wissenschaftlicher Poster, die aktuelle Forschungsansätze und interessante Projektergebnisse vorstellen.

Der vorliegende Tagungsband bündelt die Fachbeiträge der Referenten sowie die Kurzfassungen der ausgestellten Posterbeiträge. Somit liefert er einen umfassenden Überblick über die Chancen und die aktuellen Problemfelder der Biogastechnik in der Landwirtschaft.

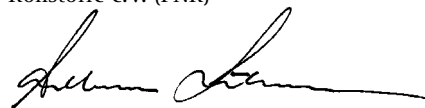
Für die engagierte Mitarbeit möchten wir allen Referenten, Moderatoren, Poster-Autoren und den Mitgliedern des Programmausschusses danken. Unser Dank richtet sich auch an die Kolleginnen und Kollegen, die den fünften Biogaskongress geplant und durchgeführt haben.

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



DR. MARTIN KUNISCH
Hauptgeschäftsführer

Fachagentur Nachwachsende
Rohstoffe e.V. (FNR)



DR.-ING. ANDREAS SCHÜTTE
Geschäftsführer

Inhalt

Vorträge

Zukünftige Energiebereitstellung in Deutschland – Herausforderungen für die hiesige Energiewende und die Rolle der Bioenergie GERNOT KLEPPER.....	13
Biogas im Rahmen der Wärmewende – Aufgaben und Perspektiven FRANK BAUR	20
Systemintegration in der Praxis am Beispiel der Modellregion Unterallgäu Nordwest MARTIN SAMBALE, SEBASTIAN HARTMANN	30
Flexibilisierung von Biogasanlagen als Beitrag zur Reduzierung des notwendigen Netzausbaus ERIC MAUKY, TINO BARCHMANN, JÖRG KRETZSCHMAR, JAN LIEBETRAU.....	41
Systemtransformation durch Erbringung von Systemdienstleistungen mittels Biomasseanlagen UWE HOLZHAMMER, NORMAN GERHARDT, MATTHIAS PHILLIP	57
EEG 2017 – Umstellung der Förderung auf Ausschreibungsverfahren: Auswirkungen auf die Bioenergie BERNHARD DREHER	71
EEG 2017 – betriebswirtschaftlich eine (neue) Perspektive? MARTIN STROBL.....	76
Anpassungsstrategien für die Restlaufzeit von Biogasanlagen PETER SCHÜNEMANN-PLAG	92
Post EEG – Vergärung: Was ist möglich? GERD REINHOLD, MARTIN DOTZAUER.....	104
Prozessstörungen in landwirtschaftlichen Biogasanlagen – Ursachen, Mechanismen und Auswirkungen auf das Biogas-Mikrobiom SUSANNE THEUERL, JOHANNA KLANG, ANNETTE PROCHNOW.....	116
Charakterisierung komplexer mikrobieller Gemeinschaften mittels Metaproteomanalyse DIRK BENNDORF	128
<i>Clostridium difficile</i> in landwirtschaftlichen Biogasanlagen? BETTINA HUBER, BERNADETTE LERCH, MICHAEL LEBUHN	137

Möglichkeiten der flexiblen Biogasproduktion mit Bestandsanlagen HENNING HAHN, ERIC WULSTEN, LENA VOGEL, ALINA TOBY, FRANK SCHÜNEMEYER, DANIEL HAU, FABIAN JACOBI, KLAUS ANDUSCHUS.....	146
Regelbare Biogaserzeugung (ReBi) – flexible Gasproduktion mit schwer vergärbaren Substraten ACHIM LOEWEN, HEINER BROOKMAN, WALDEMAR GANAGIN	152
Direktvermarktung von Biogasstrom – ein Bericht aus der Praxis MANFRED GEGNER	161
Einsatz von strohartigen Biomassen in Biogasanlagen – Stand und Perspektiven BJÖRN SCHWARZ, MONIKA FLESCHHUT, DIETRICH BAYE	167
Biogasgewinnung aus Herbstlaub – Methanpotenziale und verfahrenstechnische Ansätze zur Prozessoptimierung CHRISTIANE TERBOVEN, CHRISTIANE HERRMANN, MATHIAS LEHMANN, JENS WECKENMANN	176
Biogaspflanzen entzaubert – ein Vergleich ANDREA BIERTÜMPFEL.....	185
Power-to-Gas und Biogas – eine intelligente Kombination für das zukünftige Energiesystem RAMONA SCHRÖER	195
Biologische Methanisierung von Wasserstoff zu Biomethan – Möglichkeiten und Grenzen HANS OECHSNER, BERNHARD LECKER, LUKAS ILLI, TIMO ULLRICH, ANDREAS LEMMER.....	211
Bioökonomie – Perspektiven für Biogas als Teil von Bioraffinerie- konzepten STEPHAN KABASCI.....	221
Systematische Schwachstellenanalyse an Biogasanlagen MATHIAS EFFENBERGER, ANDREAS BUSCHMANN, GABRIEL STREICHER.....	230
Messtechnische Überwachung diffuser, betriebsbedingter und/oder zeitlich variabler Methanemissionen aus Biogasanlagen TORSTEN REINELT.....	237
Düngewirkung von Gärresten unter besonderer Berücksichtigung des Elementes Phosphor SILVIA BACHMANN-PFABE, THERESA ZICKER, SEBASTIAN FIEDLER, BETTINA EICHLER-LÖBERMANN	250

Bio-LNG – Technologien und Perspektiven in Deutschland und Europa JOHAN GROPE, FRANK SCHOLWIN.....	258
Biomethantankstelle Energiehof Weitenau WINFRIED VEES	272
Aussagekraft von diskontinuierlichen Laborversuchen (Batchtests) zur Substrat- und Prozessbewertung von Biogasanlagen SÖREN WEINRICH, MARK PATERSON, JÜRGEN PRÖTER	278
Optimierung des Rühraufwandes bei Biogasanlagen zur Einsparung des Eigenenergieverbrauches HANS-JOACHIM NÄGELE, PHILIPP KRESS, HANS OECHSNER.....	296
Anlagentechnik und Prozessbiologie bei Vergärung hoher Anteile von Kleegras bzw. Grünlandaufwuchs RAINER KISSEL, MATHIAS EFFENBERGER	304

Poster

Bienen und Wildtiere fördern durch mehrjährige Biogas-Wildpflanzen- mischungen MARTIN DEGENBECK, KORNELIA MARZINI.....	314
Demonstrationsprojekt Becherpflanze Oberfranken WALTER FISCHER, KATHRIN LINDNER, REINHARD WESINGER	317
Begleitforschung und Schauflächen zum Demonstrationsprojekt Silphie Oberfranken MAENDY FRITZ, THOMAS ETTLE, ROBERT BRANDHUBER.....	320
Bioenergieträger mit Blühaspekt: Leguminosen-Getreide-Gemenge VERONIKA EBERL, MAENDY FRITZ.....	323
Getreide GPS – Steigerung der Effizienz mit der Sortenwahl DOROTHEA HOFMANN, ANNA TECHOW, SVEN SCHABEL.....	326
Aquatische Makrophyten – ökologisch und ökonomisch optimierte Nutzung (Projekt AquaMak) LUCIE MOELLER, ANDREAS ZEHNSDORF, ALINE BAUER, HARALD WEDWITSCHKA, WALTER STINNER, SANDRA ROTH, MARKUS RÖHL, VASCO BRUMMER, CARSTEN HERBES.....	329
Index der relativen Anbauwürdigkeit (IrA) von Energiepflanzen KATHARINA HEY, WIEBKE FAHLBUSCH, BENEDIKT SAUER, ROLF RAUBER.....	332

Können vielfältigere Pflanzenmischungen den Spurenelementmangel in Biogasanlagen bei hohem Maisinput beheben?	
WIEBKE FAHLBUSCH, KATHARINA HEY, BENEDIKT SAUER, HANS RUPPERT	335
Auswirkungen von Cobalt- und Nickelmangel auf quasi-kontinuierliche Biogasprozesse und methanogene Gemeinschaften	
TINO PASOLD, MICHAEL DITTRICH-ZECHENDORF, HEIKE STRÄUBER, BENEDIKT SAUER, HANS RUPPERT	338
Auswirkung der Kofermentation verschiedener NawaRo auf den Methanertrag – erste Ergebnisse aus dem Projekt InterDigSoil	
SUSANNE OHL, EBERHARD HARTUNG	340
Rohrglanzgras als Bioenergiegras – Optimierung der Biomasseausnutzung und der Bioakkumulation von Wertstoffen (Phalaris II)	
ERIK FERCHAU, ANDREAS HERRMANN, OLIVER WICHE, HERMANN HEILMEIER, HARTMUT KRAUSE	343
Einfluss von Metall(oid)en aus dem Gärsubstrat auf Stabilität und Effizienz von landwirtschaftlichen Biogasanlagen	
NICOLAS WEITHMANN, SAMER BACHMAF, BRITTA PLANER-FRIEDRICH, RUTH FREITAG	346
Vergärung von Maissilage: Einfluss der Verweilzeit auf die Biogasbildung und das Mikrobiom	
BRIGITTE KEMPTER-REGEL, ANJA GROHMANN, NILS JOST, STEFFEN GÖRNER, CHRISTIAN GRUMAZ, KAI SOHN	348
Silierung von Maisstroh mit anaeroben Pilzen	
VERONIKA DOLLHOFER, TONY CALLAGHAN, MICHAEL LEBUHN.....	351
Isolierung und Identifizierung von aeroben und anaeroben Pilzen entlang ein- und zweistufiger Biogasprozesse	
DIANA YOUNG, VERONIKA DOLLHOFER, TONY CALLAGHAN, STEFAN REITBERGER, MICHAEL LEBUHN, J. PHILIPP BENZ	354
Einfluss verpilzter Einsatzstoffe auf den Biogasprozess und die hygienischen Eigenschaften von Gärresten	
MATHIAS HARTEL, FABIAN LICHTI, MICHAEL LEBUHN, BERNHARD MUNK, VERONIKA DOLLHOFER, KATRIN HARMS, KARSTEN MEYER, JOHANNES OSTERTAG, MARIANA SCHNEIDER	357
Optimierung der Methanausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen (OPTI-METHAN)	
MARÍA ALEJANDRA MUÑOZ RICAURTE, CHRISTIANE HERRMANN.....	360

Die Vitalitätsanalyse – Differenzierte Bewertung hydrolytischer Aktivität von Fermenterproben	
KAROLA ELBERG, JÜRGEN LENZ, UTE HABERMANN, MICHAEL NELLES	363
Mechanische Zerkleinerung als Substratvorbehandlung zur Biogaserzeugung: Überprüfung im Labormaßstab	
DIANA ANDRADE, JOHANNA BARTH, FABIAN LICHTL.....	366
Zweiphasige Vergärung von Zuckerrüben zur Biomethanerzeugung – Verfahrenstechnische Optimierung der Konservierung und der Konversion zur Steigerung der Energieausbeute	
ELZBIETA KUMANOWSKA, SIMON ZIELONKA, HANS OECHSNER	369
Zweiphasige Biogasanlagen (I): Untersuchung der Bioprozesscharakteristik und Emissionen	
RALF WINTERBERG, SYLVIA JAHN, ANNA-LENA JAFFKE, CHRISTIANA CORDES, GERHARD SCHORIES.....	371
Zweiphasige Biogasanlagen (II): Populationsanalyse	
DORIT BINDER, RICHARD PABST, PATRICIA HILDEBRANDT, GERHARD SCHORIES, CHRISTIANA CORDES.....	374
Verfahrenstechnische und enzymatische Charakterisierung einer flexiblen Biogasproduktion mit gezieltem Einsatz von Zuckerrübensilage	
KERSTIN MAURUS, WIEBKE KARAD, SHARIF AHMED, FRANK R. BENGELSDORF, MARIAN KAZDA.....	377
Flexible Fahrweise von Rührkesselreaktoren und Schaumminimierung durch Tannine	
FAIKA BOZANKAYA, JULIA KOHL, JENS SCHRÖDER, THORSTEN AHRENS.....	379
Biochemische Konversion flüssiger, biogener Reststoffe mittels anaerober Hochlast-Reaktoren zur Optimierung konventioneller Biogasprozesse	
TOBIAS WEIDE, CHRISTOF WETTER, ELMAR BRÜGGING	382
FOR 10'000 Substratvorbehandlung: Verbesserung des anaeroben Abbaus von Überschussschlamm und Biomüll durch hydrodynamische Kavitation und Elektroporation	
STEFAN DECKER, ANDREAS SCHMID	385
Blümmischungen als Biogassubstrat: Überleben die Wildpflanzen-Samen?	
JULIANE HAHN, PAULA R. WESTERMAN, MONIKA HEIERMANN, BÄRBEL GEROWITT.....	388
Vorkommen von ESBL-bildenden <i>E. coli</i> in Biogasanlagen?	
BERNADETTE LERCH, BETTINA HUBER, MICHAEL LEBUHN	391

Mikrobiologische Bodenaktivität nach Düngung mit Gärresten aus verschiedenen Substraten – Erste Ergebnisse aus dem Projekt InterDigSoil SUSANNE BILLMANN-BORN, EBERHARD HARTUNG	394
Gärda – Düngung mit Gärresten in Dauerkulturen: Optimierung der Düngetermine JONAS HAAG, MAENDY FRITZ	397
Entwicklung einer Anlage zur Hygienisierung und Trocknung von schlammartigen Biomassen mithilfe von Branntkalk DANIEL BAUMKÖTTER, CHRISTOF WETTER, ELMAR BRÜGGING	399
Gärrestaufbereitung als Beitrag zur Nährstoffentfrachtung in Überschussregionen - Kosten und Treibhausgasemissionen URSULA ROTH, SEBASTIAN WULF, MAXIMILIAN FECHTER, CARSTEN HERBES, JOHANNES DAHLIN	402
Optimierung einer Feinseparation für die Aufbereitung von Rindergülle und Gärresten – OptiSep CHRISTOF WETTER, ELMAR BRÜGGING, DANIEL BAUMKÖTTER, LUKAS WETTWER.....	404
Mest op Maat – Nachhaltiger Dünger nach Maß ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER, DANIEL BAUMKÖTTER	407
Power-to-Gas: Wasserstoffmethanisierung bei zweiphasiger Prozessführung LUKAS ILLI, BERNHARD LECKER, HANS OECHSNER	410
Biogene Methanisierung von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid MATTHIAS GRUTTMANN, CHRISTOF WETTER, ELMAR BRÜGGING.....	411
Thermophile biologische Methanisierung im MikMeth-Prozess MICHAEL LEBUHN, DIETMAR STRÜBING, BETTINA HUBER, KONRAD KOCH, JÖRG E. DREWES	414
Stationäre Kleingasturbine im Biogasbetrieb JOHAN M. FELDWISCH, MARKUS HERBIG, DIETER PEITSCH.....	417
Volumenstromänderung bei der instationären Methanisierung von CO ₂ in einem wandgekühlten Festbettreaktor GEORG TAUER, CHRISTOPH KERN, ANDREAS JESS	420
Nachgärer als Wärmespeicher für flexible Biogasanlagen INGOLF SEICK, JÜRGEN WIESE	422

Politische Prozesse der Bioökonomie zwischen Ökonomie und Ökologie – BIO-ÖKOPOLI: Fallgruppe Bioenergie KATRIN BEER, MICHAEL BÖCHER, ALEXANDER BOLLMANN, DANIELA PERBANDT, ANNETTE ELISABETH TÖLLER, THOMAS VOGELPOHL	425
Klimaschutz durch Biogasanlagen MARIE WELLNER, LUDWIG THEUVSEN	427
No Agro Waste: Innovative Ansätze zur Nutzung landwirtschaft- licher Reststoffe in der Bioökonomie KATRIN KAYSER, TRISTAN GRUSZKOS, MICHAEL KÖTTNER	430
Bewertung des Energiepflanzenanbaus für Biogasanlagen vor dem Hintergrund der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie – aus Sicht von Experten der Landesministerien CHRISTINE VON BUTTLAR, MATTHIAS WILLMS.....	433
Biogasbenchmark Münsterland DANIEL RABEN, DANJA LEIERS, CHRISTOF WETTER, ELMAR BRÜGGING.....	436
Bestandsentwicklung des Biogasanlageparks Baden-Württembergs – Mögliche Auswirkungen des EEG 2017 JOSHUA GÜSEWELL, MARLIES HÄRDTLEIN, LUDGER ELTROP.....	439
Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen bei Biogasanlagen – Beratungstools zur Ermittlung der optimalen Nutzungsdauer CLEMENS FUCHS, JESSY BLASCHKE, JOACHIM KASTEN, KATHARINA SKAU, FRANK RIXEN.....	442
Basic Engineering und simulative Bewertung eines Energiesystems basierend auf Biogas aus biogenen Reststoffen ANNE VOGL, THERESA WEITH, ACHIM SCHMIDT-RODENKIRCHEN, MARKUS PREISSINGER, DIETER BRÜGGEMANN.....	445
Flexible Biogasanlagen als regionale Ausgleichsoption in deutschen Stromverteilernetzen TINO BARCHMANN, MARTIN DOTZAUER, TINA SCHMALFUSS, MARCUS TROMMLER.....	448
 Anhang Mitwirkende.....	 451

Zukünftige Energiebereitstellung in Deutschland – Herausforderungen für die hiesige Energiewende und die Rolle der Bioenergie

GERNOT KLEPPER

1 Wo stehen wir und wohin wollen wir?

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich mit der Unterschrift unter das Abkommen von Paris verpflichtet, ihren Beitrag dazu zu leisten, den Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur in diesem Jahrhundert unter 2 °C zu halten. Dazu sind enorme Anstrengungen bei der Reduktion der Treibhausgasemissionen nötig; der letzte Sachstandsbericht des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) kommt zu dem Ergebnis, dass bis zur Mitte dieses Jahrhunderts die weltweiten Emissionen von Treibhausgasen (THG) etwa halbiert werden müssen, um das gesetzte Ziel zu erreichen – in den Industrieländern mit ihren hohen Pro-Kopf-Emissionen entsprechend mehr. Das im Klimaschutzplan der Bundesregierung bestätigte Ziel einer Reduktion der THG-Emissionen um 80 bis 95 % im Vergleich zu 1990 trägt diesem Ziel Rechnung. Dazu ist eine grundlegende Transformation des deutschen wie des weltweiten Energieverbrauchs notwendig. Schon für das Jahr 2020 hat die Bundesregierung ein Reduktionsziel von 40 % gegenüber 1990 formuliert. Gegenwärtig ist ein Rückgang von etwa 27 % (letzte Daten von 2015) erreicht und es wird bezweifelt, ob in den verbleibenden Jahren zusätzliche 13 % erreichbar sind.

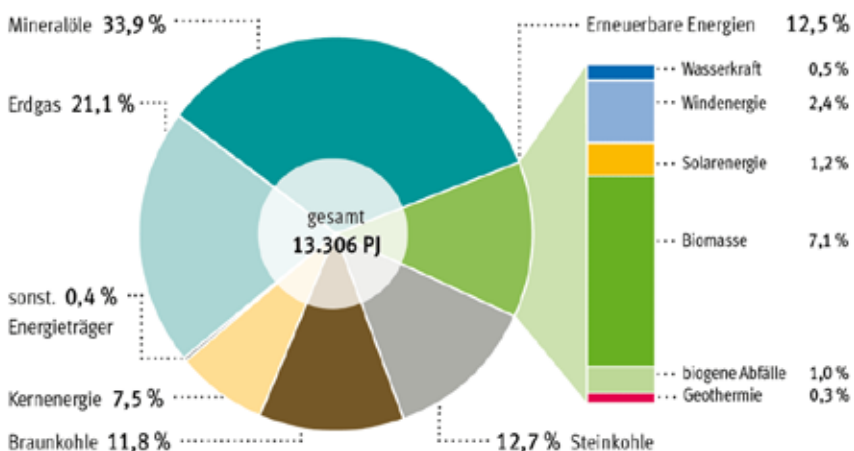


Abb. 1: Primärenergieverbrauch Deutschlands 2015 (© FNR)

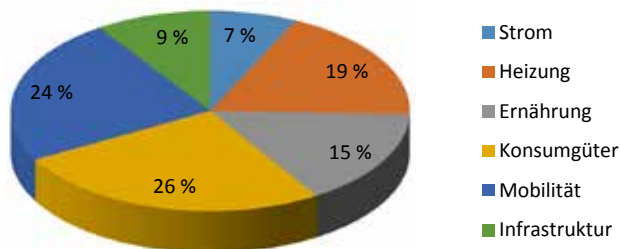


Abb. 2: Zusammensetzung der Pro-Kopf-Emissionen in Deutschland (© ifeu-Institut)

Die erneuerbaren Energien machen gegenwärtig insgesamt nur 12,5 % des Energieverbrauchs aus (Abb. 1); nicht zuletzt, weil der Transportsektor mit dem hohen Verbrauch an Erdöl sowie der Wärmemarkt mit einem hohen Erdgasanteil den Energieverbrauch bestimmt. Die durchschnittlichen CO₂-Emissionen eines jeden deutschen Bürgers betragen rund 11 Tonnen CO₂ pro Jahr. Davon fallen jeweils gut ein Viertel auf den Kauf von Konsumgütern aller Art und die Mobilität, aber auch die Ernährung spielt mit 15 % eine nicht unwichtige Rolle (Abb. 2).

Die deutschen THG-Emissionen entstehen zu etwa gleichen Teilen bei der Strom- und bei der Wärmeproduktion, der Anteil des Verkehrs ist etwas geringer. Besonders hoch mit 174 Mio. Tonnen CO₂äq ist der Beitrag der Braunkohle zu den THG-Emissionen, nur übertroffen von 208 Mio. Tonnen CO₂äq, die im Verkehrssektor verursacht werden (Abb. 3).

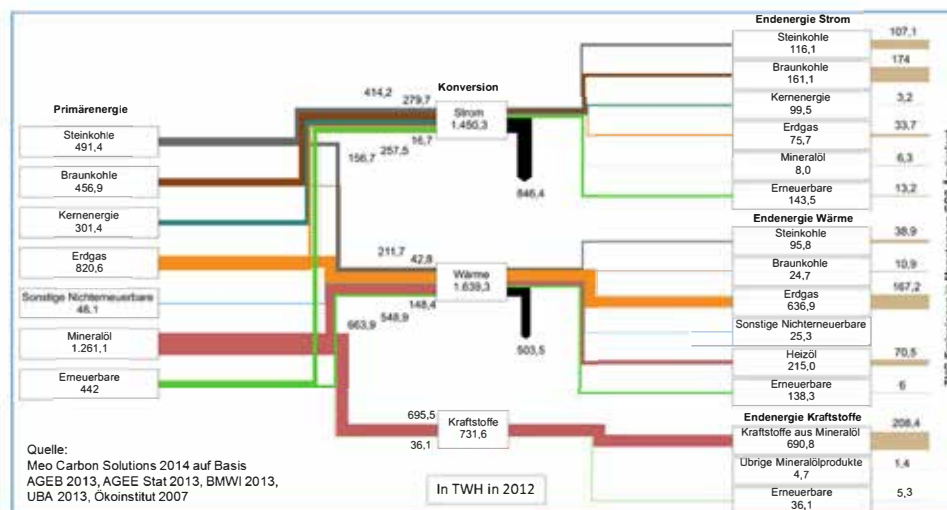


Abb. 3: Energieflussdiagramm und THG-Emissionen (© IfW/Meo Carbon Solutions 2014)

2 Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Energiewende

Die Reduktion der THG-Emissionen um 80 bis 95 % bis zum Jahr 2050 kann nur gelingen, wenn eine Vielzahl von Maßnahmen ergriffen werden und alle Bereiche ihren Beitrag leisten. Diese Maßnahmen umfassen sowohl den Ersatz fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien als auch die Steigerung der Effizienz der eingesetzten Energieträger – und nicht zuletzt einen Rückgang im Energieverbrauch. Die Rolle der erneuerbaren Energien soll nach den Planungen der Bundesregierung in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr unterschiedlich ausfallen. Insgesamt sollen die Erneuerbaren bis 2050 mit einem Anteil von heute 14,9 % am Bruttoendenergieverbrauch auf einen Anteil von 60 % steigen (Abb. 4). Kurzfristig soll dabei der Verkehrsbereich von etwas über 5 auf 10 % ansteigen. Langfristig werden die erneuerbaren Energien im Stromsektor die wichtigste Rolle spielen.

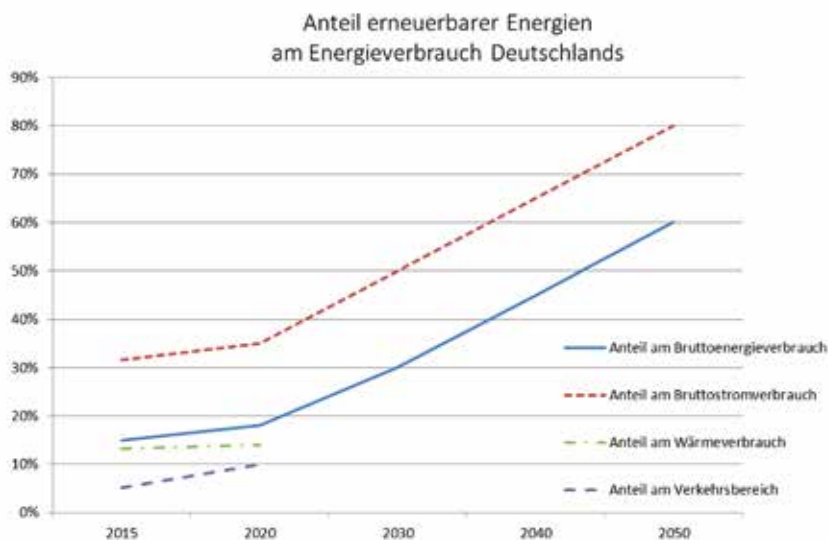


Abb. 4: Ziele der Bundesregierung für den Beitrag erneuerbarer Energien (© BMWI 2016)

Die Reduktionsziele bis zum Jahr 2020 sollen auch durch Effizienzsteigerung und einen geringeren Energieverbrauch erreicht werden (Abb. 5). Dabei soll das Wachstum der Energieproduktivität, das in den letzten Jahren um 1,3 % pro Jahr betrug, auf 2,1 % pro Jahr ansteigen. Der Rückgang im Primärenergieverbrauch soll demnach durch Effizienzgewinne und Verbrauchsrückgang weiter beschleunigt werden. Besonders ambitioniert sind die Erwartungen für den Verkehrssektor, dessen Energieverbrauch zwischen 2008 und 2015 um 1,2 % gestiegen ist, und der in den restlichen fünf Jahren bis 2020 um über 10 % weniger Energie einsetzen soll.

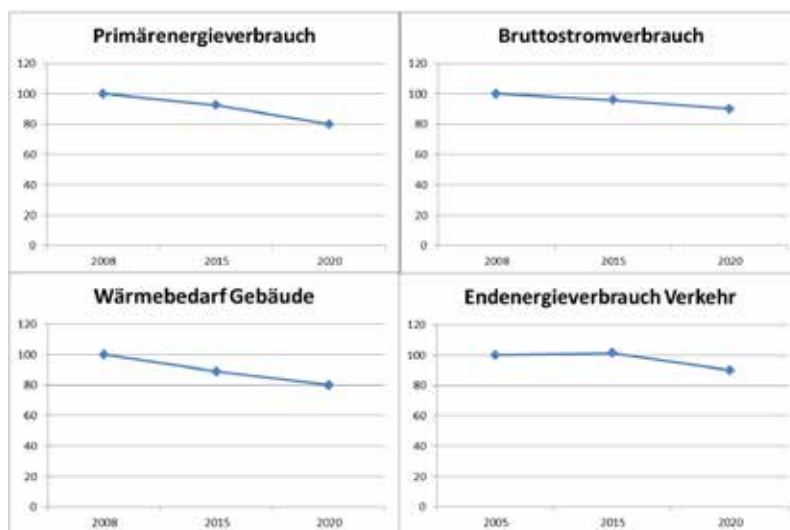


Abb. 5: Effizienz- und Verbrauchsziele der Bundesregierung (© BMWi 2016)

Bemerkenswert ist, dass beim Stromverbrauch ein starker Rückgang geplant ist, der bis 2050 auf 25 % (gegenüber 2008) gesteigert werden soll, obwohl viele fossile Energieverbräuche durch erneuerbaren Strom ersetzt werden müssen, so im Verkehrsbereich mit der Elektromobilität, aber auch im Industriesektor, der durch Sektorkopplung verstärkt auf Strom setzen soll.

Langfristig erfordert das 2-Grad-Ziel negative Emissionen, d.h. in manchen Bereichen darf CO_2 nicht nur nicht emittiert werden, sondern muss auch der Atmosphäre entzogen werden. Dies ist ein wichtiges Ergebnis des 5. Sachstandberichts des IPCC. Dazu kommt zuvorderst die Bioenergie infrage, indem die bei der Bioenergieproduktion entstehenden CO_2 -Emissionen eingefangen und gelagert werden. Die Machbarkeit und die Potenziale werden aber zurzeit erst erforscht. Langfristig kann dies eine wichtige Funktion der Bioenergie bedeuten, die anderen erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie nicht zur Verfügung steht.

3 Bioenergie und die Konkurrenz um Biomasse

Zurzeit liefert die Bioenergie mit über 8 % des Primärenergieverbrauchs noch den größten Beitrag der erneuerbaren Energien. Wasser-, Wind- und Solarenergie tragen dagegen mit etwas über 4 % nur halb so viel bei. Dabei ist die Bioenergie abhängig von dem Angebot an Biomasse, das national und international begrenzt ist. Dagegen sind noch größere Ausbaupotenziale im Bereich der Wind- und Solarenergie vorhanden. Doch bei der Windkraft gibt es zunehmend Widerstände gegen einen weiteren Ausbau an Land. Und die Ziele einer verstärkten Sektorkopplung mit einem steigenden Strombedarf werden über kurz oder lang mit einer zunehmenden Knappheit an geeigneten und gesellschaftlich akzeptierten Flächen rechnen müssen.

Insbesondere die Bioenergie steht in einem komplexen Spannungsfeld. Biomasse wird für die Befriedigung einer Vielzahl von menschlichen Bedürfnissen eingesetzt, allen voran die Nahrungsmittelproduktion. Aber in dem Maße, in dem die Klimapolitik auf einen Rückgang des Einsatzes von fossilen Energieträgern in der Industrie drängt, wird auch eine zusätzliche Nachfrage nach Biomasse in der stofflichen Verwendung entstehen und mit der energetischen Verwendung konkurrieren. Die Ziele der in vielen Ländern, besonders aber in Deutschland, propagierten Bioökonomie können den Wettbewerb um Biomasse verschärfen und die Rolle der Bioenergie einschränken. Eine Erweiterung der Biomassenutzung in Deutschland, aber auch international, steht immer in Konkurrenz mit anderen Formen der Landnutzung beziehungsweise der „Nichtnutzung“ von Land und den damit verbundenen ökosystemaren Dienstleistungen.

Der Beitrag der Bioenergie zur Energiewende in Deutschland wird besonders dadurch bestimmt, dass Deutschland nicht nur in Deutschland wachsende Biomasse nutzt, sondern auch beträchtliche Mengen an Biomasse in Form von Agrarprodukten importiert. Der Fokus auf die Konkurrenz um knappe Flächen an fruchtbarem Land kann deshalb nicht nur auf Deutschland beschränkt bleiben. Abbildung 6 zeigt, dass Deutschland etwa ein Drittel seiner eigenen Agrarfläche noch einmal aus dem Ausland in Form von Agrarrohstoffen bezieht. Diese sogenannten virtuellen Landimporte deuten an, um wieviel mehr Fläche benötigt würde, wenn die Importe durch heimische Produktion ersetzt werden müssten. Die Rolle dieser virtuellen Importe, die zu einem Teil für die Bioenergieproduktion eingesetzt werden oder die für Bioenergie genutzte heimische Agrarstoffe ersetzen, für den Klimaschutz muss anhand der im Ausland anfallenden THG-Emissionen bewertet werden. Die hohen virtuellen Landimporte bedeuten auf der anderen Seite auch, dass Biomassepotenziale für energetische Nutzung in anderen Ländern in ähnlichem Maßstab verringert werden.

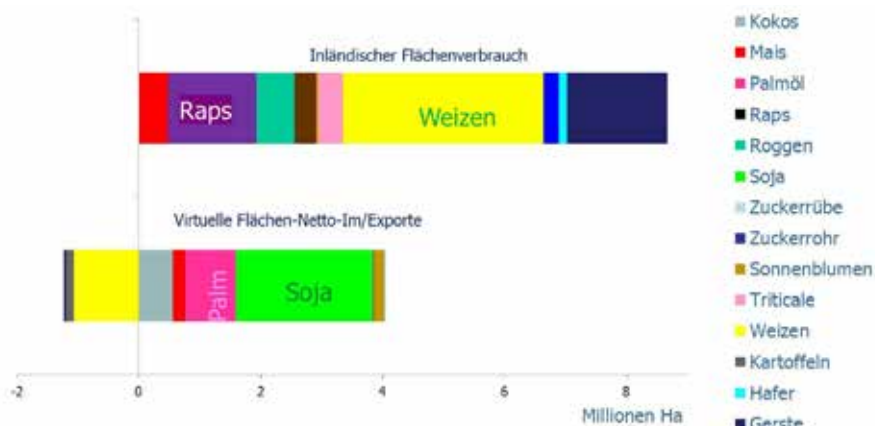


Abb. 6: Virtuelle Landimporte Deutschlands (ohne Fleisch und verarbeitete Produkte; eigene Schätzung)

Ein weiterer wichtiger Aspekt der Nutzung von Bioenergie ist die Tatsache, dass die Biomasseproduktion, insbesondere wenn es sich um Agrargüter und die Fleischproduktion handelt, selbst THG-Emissionen verursacht. Die Landwirtschaft verursacht etwa 7 % aller deutschen THG-Emissionen. Allerdings wird dies durch die Kohlenstoffsenken in der Forstwirtschaft teilweise kompensiert. Mit anderen Worten, die THG-Einsparungen bei dem Einsatz von Bioenergie müssen sowohl die Rolle der Landnutzung für die Kohlenstoffsenken als auch die THG-Emissionen bei dem Anbau der Biomasse berücksichtigen.

4 Chancen für die Bioenergie

Die Bioenergie wird wie alle anderen erneuerbaren Energien einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz und zur Energiewende leisten müssen, angesichts des ambitionierten Ziels der Weltgemeinschaft, den Anstieg der Temperatur unter 2 °C zu halten. Da die deutsche und die internationale Landwirtschaft durch die Agrarproduktion und die Landnutzungsänderungen selbst einen nicht unbeträchtlichen Teil zum Klimawandel beitragen, ist die Wahl der besten Optionen für die Erzeugung von Bioenergie besonders wichtig. Einige Aspekte sind ohne Anspruch auf Vollständigkeit hier aufgeführt:

- Abwägung der Trade-offs bei der Nutzung von Biomasse für die verschiedenen Verwendungen. Dabei spielen soziale Aspekte (Nahrungsmittelpreise), ökologische Aspekte (Naturschutz, Klimabilanz) und wirtschaftliche Aspekte (Profitabilität der Landwirtschaft) eine wichtige Rolle. Dabei geht die Bewertung über den Klimaschutz hinaus und wird in die Nachhaltigkeitsstrategie integriert.

- Bestimmung des tatsächlichen Beitrags der verschiedenen Bioenergieoptionen für den Klimaschutz durch eine THG-Bilanzierung wie dies heute schon bei den Biokraftstoffen stattfindet.
- Auswahl von Biomasse für Bioenergie, die in geringer Konkurrenz zu anderen Nutzungen steht.
- Berücksichtigung von zusätzlichem Nutzen durch die Bioenergieproduktion, wie sie beispielsweise bei der Biogasproduktion für das Nährstoffmanagement erreicht werden.

Die Energiewende stellt eine riesige technische, wirtschaftliche und soziale Herausforderung dar. Bei dieser großen Transformation müssen alle Chancen, mit denen die THG-Emissionen reduziert werden können, ergriffen werden. Dies muss eingebettet sein in ein übergreifendes Nachhaltigkeitskonzept. Die Bioenergie wird darin eine wichtige Rolle spielen.

Literatur

BMWi (2016): 5. Monitoring-Bericht zur Energiewende „Die Energie der Zukunft“, Berlin

FNR (2016): Basisdaten Bioenergie. <https://www.fnr.de/basisdaten/bioenergie/bioenergie.html>, Zugriff am 17.7.2017

Ifeu (2007): Die CO₂-Bilanz des Bürgers. Publikationen des Umweltbundesamtes, Projektendbericht

IfW/Meo Carbon Solutions (2014): Optionen für eine konsistente Förderung erneuerbarer Energieträger. Unveröffentlichter Projektbericht

Biogas im Rahmen der Wärmewende – Aufgaben und Perspektiven

FRANK BAUR

1 Ausgangssituation

Der angestrebte Umbau der Energieversorgung in Deutschland hat den Charakter eines Paradigmenwechsels, da er die Rationalität zumindest des Stromsystems durch die – potenzialbedingt – absehbare Fokussierung auf die regenerativen „Pfeiler“ Wind und Sonne vollständig verändern wird. Die Wärmewende ist dabei als – bislang deutlich weniger thematisierter – Teil der Energiewende ein gesellschaftliches Großprojekt, welches im Hinblick auf eine erfolgreiche Umsetzung – im Vergleich zum Stromsektor – vielfältigere und differenziertere Handlungsmechanismen benötigt. Es geht dabei nicht nur um die Verdrängung fossiler Energieträger im Bereich der Wärmeversorgung durch regenerative Quellen, sondern vielmehr um einen systemischen Ansatz, der zudem eine stringente Forcierung von Energieeffizienzmaßnahmen, eine optimierte Verzahnung von Strom- und Wärmesystemen (Sektorkopplung) sowie eine zielgruppenspezifische Adressierung und Sensibilisierung von Akteursgruppen (hier: Kommunen, Privathaushalte, Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)) erforderlich macht. Im Kontext der Wärmewende haben zudem regenerativ-basierte Versorgungskonzepte – im Vergleich zum Strom – in der Regel einen eher lokalen Charakter und müssen dabei sehr heterogene Anforderungsprofile abdecken. Die in diesem Zusammenhang zu berücksichtigenden Treiber und Hemmnisse der Wärmewende lassen sich folgenden Sektoren zuordnen:

- Technik: Verfügbarkeit technischer Lösungen/Innovationen (sowie ggf. korrespondierender Energieträger), Akzeptanz, Erfahrungen (Referenzen, Handwerk), Flexibilität im Hinblick auf mittel- bis langfristige Technologiewechsel
- Ökonomie: Invest-/Betriebskosten, förderpolitische Rahmenbedingungen (Vertrauen), regionale Wertschöpfung, Finanzierungsmodelle/-bereitschaft (Banken, Bürger), Risiko Wärmenachfrage/-dargebot
- Ökologie: Bewusstsein, negative Effekte/Erfahrungen (z.B. Wohnqualität, Entsorgung Dämmstoff), Informationsfluss
- Soziales: Wissen, Einstellung, soziale Norm, Lebensphase (z.B. Familiengründung, Ruhestand), gesellschaftliche Innovationen

Organisation: Transformationsmanagement/Prozessabläufe, integrierte Planungen, Verfügbarkeit von Planungsdaten, Infrastrukturen, Aufbau/Pflege Akteursnetzwerke

Die zukünftige Rolle der Bioenergie in diesem System – und insbesondere die von Biogas – ist in diesem Kontext neu zu bewerten.

Bei einer – abgesehen von wetterbedingten Schwankungen – vergleichsweise konstanten Wärmenachfrage in den letzten Jahren, stellt der Wärmebedarf über 50 % des gesamten Endenergieverbrauches in Deutschland dar (PWC 2015). Der Verbrauch von rund 1.254 TWh im Jahr 2016 wurde dabei zu 13,4 % (bzw. 168,1 TWh) über regenerative Energien abgedeckt. Biomasse ist hier der wichtigste regenerative Energieträger mit einem Anteil von 79,8 % (ohne biogenen Anteil des Abfalls, Klär- und Deponiegas). Der Anteil von Biogas (inkl. Biomethan) liegt bei 10,4 % und damit bei etwa 17,5 TWh (AGEE-Stat 2017). Der EE-Wärmeanteil stagniert dabei in den letzten Jahren. Hinsichtlich der weiteren Ausbaupotenziale der biomassebasierten Wärmeversorgung wird gemäß einer Analyse diverser Studien eine Obergrenze von maximal 200 TWh beziffert (Abb. 1).

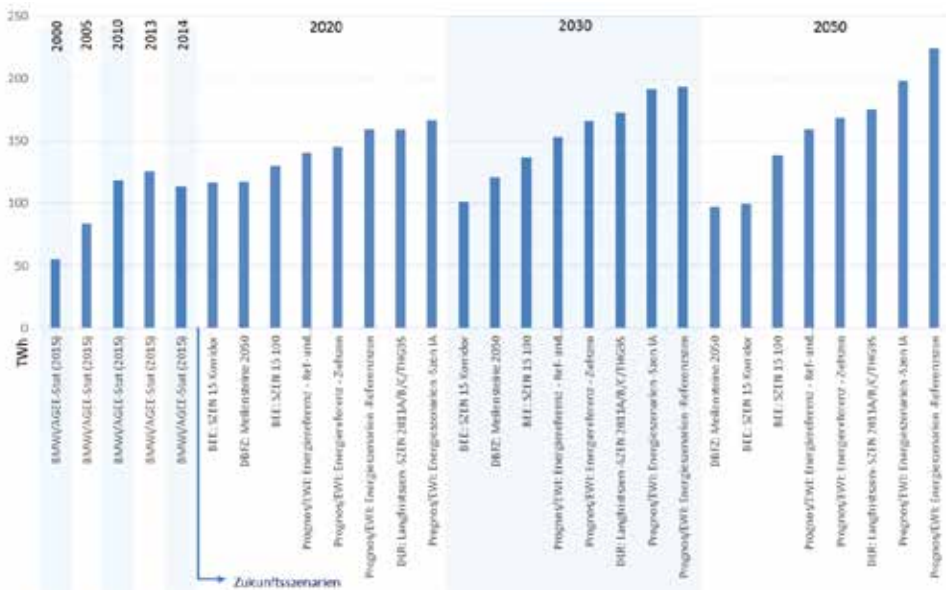


Abb. 1: Szenarien zur Wärmebereitstellung in Deutschland (AEE 2015)

Der Biogassektor verfügt derzeit bei rund 9.000 Anlagen über eine installierte elektrische Leistung von knapp 4,2 GW (inkl. Überbauung). Darin beinhaltet sind ca. 200 Biomethan-Einspeiseanlagen mit einer Einspeisekapazität von ca. 122.400 Nm³/h (FNR 2016). Da Biogasanlagen der früheren Generationen hauptsächlich auf die Gewinnung von Strom ausgerichtet sind, kann – oftmals standortbedingt – nicht immer die komplette zur Verfügung stehende Wärme außerhalb der Anlage genutzt werden. Zudem existiert eine große Bandbreite möglicher Biogasanlagen-Konzepte in Bezug auf den Eigenwärmebedarf (dieser schwankt nach DBFZ (2015) zwischen 18,4 und 52,1 %). Dies

ergibt sich zum einen durch die Abhängigkeit vom eingesetzten Substrat. So benötigen Anlagen, die einen hohen Anteil an Gülle haben, mehr Wärme, um die Biologie im Fermenter aufrecht zu erhalten, als Anlagen mit einem höheren NawaRo-Anteil. Zusätzlich besitzt die Größe der Fermenter (Verhältnis Volumen zur Oberfläche) einen Einfluss auf den Wärmebedarf. Über das Jahr gesehen ist der Wärmebedarf im Winter naturgemäß am höchsten und führt bei kleinen Gülleanlagen dazu, dass der größte Teil der produzierten Wärme in den Eigenbedarf fließt. Durch eine angepasste Fütterung – im Winter mehr feste und im Sommer mehr flüssige Substrate – kann dies etwas abgepuffert werden (Knauer et al. 2015).

Aufgrund der unterschiedlichen Förderungen der Wärmenutzungen in den einzelnen EEG-Versionen und der bereits beschriebenen technischen Herausforderungen hat sich über die letzten Jahre eine sehr heterogene Verteilung der Wärmenutzung bei Biogasanlagen ergeben. Dabei reicht das Spektrum von reiner Eigenwärmenutzung für den Fermenter bis hin zu kompletten Wärmenutzungskonzepten. Insbesondere durch die in den letzten Jahren massiv durch die Bundesregierung geförderte Erstellung von kommunalen Klimaschutzkonzepten wurde eine Planungsbasis für die Entwicklung leitungsgebundener Wärmeversorgungskonzepte mit Einbindung von Biogasanlagen gelegt. In Baden-Württemberg wurden beispielsweise 2013 zwischen 30 und 50 Prozent der nutzbaren Biogaswärme verwertet. Im Rahmen einer eigenen Umfrage (IZES 2016) bestätigten die meisten Anlagenbetreiber (insgesamt 79 auswertbare Fragebögen), den größten Teil der produzierten Wärme zu nutzen. Ab dem EEG 2012 müssen neu installierte Biogasanlagen eine Mindestwärmenutzung von 60 % nachweisen (Ausnahme: Gülle-Kleinanlagen). Unter zusätzlicher Berücksichtigung der Angaben gemäß DBFZ (2015), wonach bei einem mittleren Eigenwärmebedarf von 27,2 % die vorhandene Überschusswärme im Mittel zu rund 57 % genutzt wird, erscheint ein aktueller Nutzungsanteil von 60 % plausibel. Die statistische Relation gemäß AGEE-Stat (2017) weist jedoch bei einer Wärmebereitstellung von ca. 17,5 TWh und einer Strombereitstellung von ca. 32 TWh (der Wärmenutzungsanteil sollte dann > 19 TWh sein) auf Differenzen hin, die möglicherweise in der Wärmenutzungsform begründet sind. Hier wurden im Rahmen der Befragungen Wärmenutzungen mit höheren Anteilen benannt, welche in der Regel nicht zu einer Substitution bisheriger (fossiler) Wärmebereitstellungen führen (z.B. Trocknungsprozesse) und nur schwer bilanziell erfasst werden können.

2 Potenzielle Entwicklung

Bedingt durch die – im Vergleich zu vorherigen Versionen – erschwerten Rahmenbedingungen der EEG-Novellierungen 2014 und 2017 wurden im Rahmen unterschiedlicher Untersuchungen Biogas-Bestandsentwicklungen modelliert, welche im Extremfall zu sogenannten „Sterbelinien“ des Anlagenbestandes bis 2030 führten. Die folgende Abbildung 2 stellt gemäß IZES (2016) die aktuell geschätzte (Nutzungsanteil inkl. Eigenwärmebedarf von 60 %) und die maximal mögliche Wärmeleistung definierter Biogasanlagen-Typen (ca. 85 % des BGA-Gesamtbestandes, Daten gemäß Bundesnetzagentur) bezogen auf den Anlagenbestand in seiner möglichen Entwicklung dar (ohne und mit Zubau von 100 MW_{el} pro Jahr). Hierbei handelt es sich um die Anlagen, deren Produktionszweig primär auf die Gewinnung von Strom ausgelegt ist. Ausgeschlossen ist dabei die Produktion von Strom aus Biomethan.

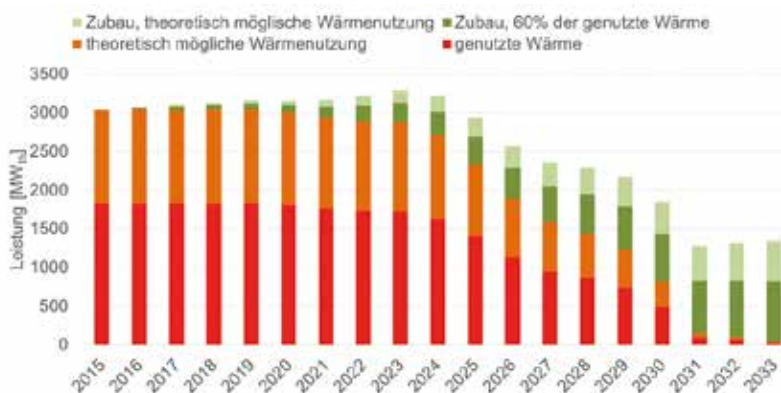


Abb. 2: Wärmeleistung von Biogasanlagen und Rückbau der Wärmeleistung bei einer Stilllegung nach 20 Jahren Vergütungszeitraum mit einem jährlichen Zubau von 100 MW_{el} (IZES 2016; eigene Berechnung)

Insgesamt zeigt sich, dass durchaus ein Potenzial an ungenutzter Wärme vorhanden ist. Eine komplette Wärmenutzung ist allerdings aufgrund der zuvor genannten Gründe und den zum Teil sehr dezentral gelegenen Biogasanlagen aktuell nur mit einem hohen Aufwand (z. B. saisonale oder mobile Wärmespeicher; Anlagenpooling) möglich. Ab dem Jahr 2024 zeichnet sich ein deutlicher Rückgang der Wärmeleistung ab. Durch eine optimierte Wärmenutzung könnte das Wärmedefizit zeitlich verschoben werden, würde dann aber drei Jahre später zu einem noch schnelleren Abfall der Wärmeleistung der aktuellen Bestandsanlagen führen. Wohngebäude, Stallungen, Wärmenetze oder öffentliche Gebäude müssten dann mit alternativen Mitteln versorgt werden. Letztendlich geht – neben den potenziellen Effekten im Stromsystem – möglichen und existierenden Wärmenut-

zungskonzepten eine wichtige, günstige und THG-mindernde Wärmequelle verloren. Dies ist von besonderer Relevanz, da gerade in den letzten Jahren vor dem Hintergrund einer ökologischen und ökonomischen Optimierung bestehender Anlagenkonzepte in einem verstärkten Maße Investitionen im Bereich der Wärmenutzung getätigt wurden. Insbesondere Kommunen haben sich im Rahmen der Umsetzung kommunaler Klimaschutzkonzepte hinsichtlich der Realisierung von Nahwärmenetzen auf die Bereitstellung der Abwärme von Biogasanlagen verlassen. Bei – auf der Grundlage von DBFZ (2015) geschätzten – ca. 700 BGA-Wärmenetzen in Deutschland ist allerdings der Ausbau im Bereich der Wärme-/Kältenetze gemäß den BAFA-Angaben ins Stocken geraten. Wurden im „Spitzenjahr“ 2013 noch 517 km Trassenlänge neu gebaut, waren es in 2014 noch 293 km und in 2015 noch 251 km (bezogen auf alle KWK-Wärmebereitstellungen). Wärmenetze werden dabei oftmals langfristig abgeschrieben und „überleben“ damit die Abschreibungen von Biogasanlagen. Diese Problematik ist vor allem vor dem Hintergrund einer „Brückenfunktion der Biomasse“ im Wärmebereich hin zu einer Wärmewelt mit nur niedrigem qualitativem und quantitativem Wärmebedarf sowie einer aus Effizienz­sicht zu fordernden stärkeren Verzahnung der Strom- und Wärmebereitstellung zu betrachten.

Das Ziel, (trotz der derzeit günstigen Preise) nicht auf fossile Energieträger im Bereich der Wärmebereitstellung zurückzugreifen, erhöht den Druck auf die restlichen erneuerbaren Energieträger. Aufgrund der schon existierenden Diskussion zu Flächenkonkurrenzen kann nicht damit gerechnet werden, dass auf den freiwerdenden Flächen Biomasse zur thermischen Wärmeerzeugung (z. B. Kurzumtriebsplanta­gen (KUP)) angebaut würde. Mögliche Alternativen wie die Nutzung von Strom zur Wärmegewinnung resul­tieren allerdings darin, dass der Ausbau an Windanlagen und Photovoltaik wesentlich über die derzeitigen Ansätze hinaus steigen müsste. Auch bei der Nutzung von oberflächennaher Geothermie würde zeitgleich durch die Pumpen ein erhöhter Strombedarf entstehen, zudem bietet sie nicht in allen Regionen Deutschlands eine sinnvolle oder gar umsetzbare Alternative.

Wie in Abbildung 3 gezeigt, führt die Abschaltung der nach EEG geförderten Anlagen gemäß den Modellierungen von ifeu in IZES (2016) bis 2035 im Saldo in den Wirkungskategorien Treibhauseffekt und Energieaufwand zu Verschlechterungen im Vergleich zum Szenario „Weiterbetrieb“. Quantitativ ist das Szenario im Jahr 2035 mit einer jährlichen Mehremission von über 20 Mio. t CO₂-Äq. verbunden, die zum überwiegenden Teil aus der Stromproduktion aus fossilen Quellen resultiert.

In den Wirkungskategorien Versauerung und Nährstoffeintrag ergeben sich dagegen unter Berücksichtigung der im Rahmen der Modellierung getroffenen Festlegungen (Folgenutzung der freifallenden Flächen in Form einer Brache als Referenzsystem) Verbesserungen durch das Auslaufen des EEG.

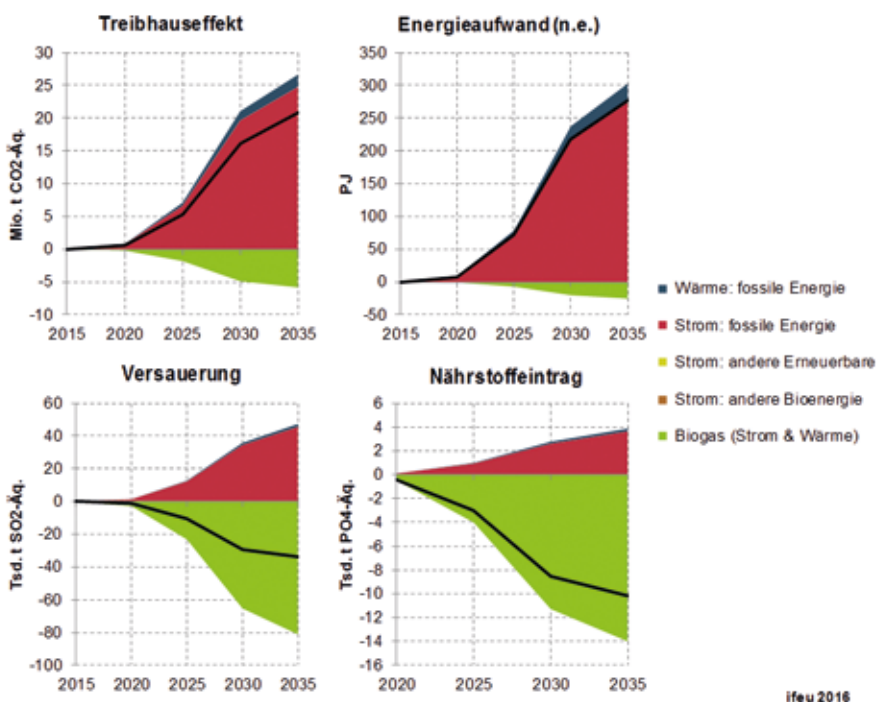


Abb. 3: Umweltwirkungen durch Strom- und Wärmebereitstellung in Deutschland, Unterschiede zwischen den Szenarien „Auslaufen des EEG“ und „Weiterbetrieb“, n.e.= nicht erneuerbar (IZES 2016)

Ein weiterer möglicher Energieproduzent für regenerative Wärme stellt die Forstwirtschaft dar. Diese kann jedoch bereits heute in einigen Regionen keine zusätzlichen Potenziale bereitstellen (Wern et al. 2014).

Problematisch erscheinen derzeit zudem die vergleichsweise geringen Erlöse im Bereich der Wärmevermarktung – auch im Kontext der derzeit günstigen Preise für fossile Energieträger. Aufgrund der bislang hauptsächlich auf die EEG-Einspeisevergütung ausgerichteten Ansätze zur Gewährleistung wirtschaftlicher Betriebskonzepte, wurde die Wärmevermarktung teilweise vernachlässigt. Gemäß einer Untersuchung von Herbes et al. (2017) an 600 Biogasanlagen konnte ein mittlerer Erlös von 2,6 ct/kWh ermittelt werden, was im Kontext zukünftig erforderlicher Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen nicht auskömmlich sein dürfte.

Bei einer bereits vorhandenen, sehr effizienten Wärmenutzung bei Altanlagen ist zudem zu berücksichtigen, dass bei der Umstellung auf eine Flexibilisierung potenziell erhöhte Investitionskosten für die – sowohl interne als auch externe – Wärmebereitstellung, z. B. durch größerer Wärmespeicher, entstehen.

3 Ausblick

Die wirtschaftliche Ausgestaltung von Biogas-Betriebskonzepten erfordert – im Vergleich zur bisherigen Situation – in einem weitaus größeren Maße systemische Ansätze. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Reduktion der Bioenergie – und hier insbesondere die der Biogasanlagen – auf ihre Wirkung im Bereich der Strompreisentwicklung (EEG-Umlage) nicht alle ökonomischen Effekte berücksichtigt, die durch das zugrunde liegende Anreizmodell beeinflusst werden. Der durch das EEG bislang ausgelöste Impuls führt vielmehr direkt oder indirekt zu relevanten ökonomischen Effekten in anderen Sektoren – tendenziell – im Sinne einer Kostendämpfung bzw. höheren Wertschöpfung. Im Besonderen sind hier – abseits des Stromsektors – die Wärmemärkte, der Agrarsektor (THG-Minderung vorwiegend im Kontext der Gülleproblematik), die Effekte einer In-Wert-Setzung von Flächen sowie der Entsorgungssektor zu nennen. Diese Sektoren verfügen jeweils für sich über eigene Finanzierungsgrundlagen, welche – zumindest in Teilen und unter Berücksichtigung entsprechender Lesarten – durch energiewirtschaftliche Vergütungen und hier insbesondere durch die des EEG bislang potenziell entlastet wurden bzw. werden. Einen Überblick über mögliche gesamtökonomische Effekte gibt die nachfolgende Abbildung 4.



Abb. 4: Ökonomischer Einfluss der energetischen Nutzung von Biogas auf andere Sektoren (IZES 2016)

Gerade die Wärmevermarktung kann hier signifikante Impulse im Hinblick auf einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb liefern. Allerdings bedarf es hier erhöhter Anstrengungen im Hinblick auf einen preiswerten Absatz der bereitgestellten Überschusswärme. Gemäß einer Untersuchung der Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen in Kooperation mit dem Fachverband Biogas liegt die Bandbreite der Vermarktungserlöse für Biogaswärme in einem Bereich von 0 bis 9 ct/kWh, wobei vor allem

höherwertige Nutzungen mit einer Substitution von fossilen Energieträgern zu höheren Erlösen führen. Als wesentliche Hemmnisse einer erhöhten Wärmenutzung werden auf der Basis einer Betreiberbefragung insbesondere die Punkte gegenläufige saisonale Effekte (geringer Wärmebedarf und hohes Wärmeaufkommen im Sommer und hoher Wärmebedarf und geringes Wärmeaufkommen im Winter), Auslaufen der EEG-Vergütung/Wirtschaftlichkeit und Entfernung zum Nutzer genannt (Herbes et al. 2017). Die Charakteristik der jeweiligen Biogasanlage ist daher in hohem Maße zu berücksichtigen und gegebenenfalls über ein angepasstes Betriebskonzept (Sommerbetrieb – Winterbetrieb) zu optimieren. Ergänzend sind im Hinblick auf eine entsprechende Gesamtstrategie zur Realisierung angepasster Wärmekonzepte – auch im Hinblick auf mittel- bis langfristige Entwicklungsperspektiven – insbesondere folgende Punkte/Fragen zu berücksichtigen:

- In welchem Sektor soll Biomasse langfristig genutzt werden? Hier sieht das Bundeswirtschaftsministerium im Ergebnispapier „Strom 2030“ – abseits der Flexibilisierungsthematik – vornehmlich die Bereiche, in denen andere EE nicht sinnvoll einsetzbar sind; d. h. der Verkehrssektor (Luft-, See-, Schwerlastverkehr), die Industrie (Bereitstellung von Wärme für Mitteltemperaturprozesse) und den Gebäudesektor (in schwer zu sanierenden Gebäuden) (BMW 2017).
- Welche erweiterten Möglichkeiten zur Wärmeauskopplung sind möglich? Ansätze liefern hier gegebenenfalls mobile Systeme, die Einspeisung von Biomethan sowie Konzepte zum Anlagenpooling, z. B. über Rohbiogasleitungen. Bezogen auf die letzten beiden Optionen wird auf ein aktuelles Projekt der Stadtwerke Trier verwiesen, bei dem im Rahmen des Gesamtkonzeptes „Landwerk Eifel“ mehrere Biogasanlagen per Rohbiogasleitung mit einer zentralen Biogas-Aufbereitungsanlage verbunden werden, mit dem Ziel einer regionalen Vermarktung von Bioerdgas zur Wärmebereitstellung (Stadtwerke Trier 2017).
- Kooperation mit den Kommunen im Hinblick auf die Umsetzung kommunaler Klimaschutzkonzepte/Wärmestrategien. Länder, Regionen und Kommunen in Deutschland verfügen in einem zunehmenden Maße über belastbare Planungsgrundlagen, die insbesondere für die Konzipierung einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung herangezogen werden können. Ein Beispiel diesbezüglich zeigt Abbildung 5 in Form des saarländischen Wärmekatasters, welches in einer dynamischen Form Wärmequellen mit Wärmesenken, differenziert nach Industrie, GHD und Wohngebäude, verbindet.
- Integrierte Einbindung redundanter Planungsansätze zur regenerativen Wärmeversorgung unter Berücksichtigung anderer EE. Biogasbasierte Wärmeversorgungskonzepte sollten bereits in der Planungsphase alternative regenerative Wärmebereitstellungsformen (z. B. Power-to-Heat, Solarthermie) berücksichtigen, um eine verlässliche Form der Wärmebereitstellung gegenüber den Nutzern zu gewährleisten (was ist wenn die Biogasanlage stillgelegt wird?).



Abb. 5: Exemplarische Darstellung des saarländischen Wärmekatasters (IZES 2017)

Insgesamt kann eine optimierte Wärmenutzung einen signifikanten Beitrag zur Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen leisten. Insbesondere bei höherwertigen Nutzungen sind dabei akzeptable Arbeitspreise zu erwirtschaften. Eine Prämisse dabei ist allerdings angesichts der aktuellen Situation – bei Nahwärmesystemen – die Verlässlichkeit der Wärmelieferung unter Berücksichtigung der Amortisationszeiträume im Kontext der korrespondierenden Vergütungen (EEG). Regenerative Wärme als regionales Produkt sollte dabei entsprechend „gelabelt“ und vermarktet werden, insbesondere vor dem Hintergrund derzeit noch zu günstiger Preise für fossile Energieträger. Eine entsprechende Kommunikationsstrategie im Zusammenhang mit partizipativen Prozessen ist daher unabdingbar. Letztendlich ist auch der Gesetzgeber gefragt, Biogasanlagen nicht nur strompreisbezogen, sondern gesamtökonomisch zu bewerten, um auf dieser Basis einen verlässlichen Nutzungspfad mit stabilen Rahmenbedingungen zu konzipieren.

Literatur

- AGEE-Stat (2017): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2016, Stand Februar 2017
- BMWi (2017): Ergebnispapier Strom 2030 – Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Mai 2017
- DBFZ (2015): Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht, Mai 2015
- FNR (2016): Anlagen zur Biomethan-Produktion, <https://mediathek.fnr.de/anlagen-zur-biomethan-produktion.html>, Zugriff am 11.7.2017
- Herbes, C. et al. (2017): Stärkere Wärmenutzung in Biogasanlagen kann sich lohnen. Biogas Journal 1, S. 68–71

- AEE (2015): Metaanalyse: Nutzungspfade der Bioenergie für die Energiewende.
- IZES (2016): Biogas – Quo vadis? April 2016
- IZES (2017): Wärmekataster Saarland. http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/ST_16_024.pdf, 11.07.2017
- Knauer et al. (2015): Direktvermarktung des Rohbiogases- Alternative zur EEG-Vergütung für Neu- und Bestandsanlagen. *Biogas Journal* 5, S. 68–73
- PWC (2015): Energiewende-Outlook: Kurzstudie Wärme. Januar 2015
- Stadtwerke Trier (2017): Wärmestudie Region Eifel und Trier. http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/ST_16_087.pdf, Zugriff am 11.07.2017
- Wern, B.; Baur, F.; Kay, S.; Vogler, C.; Gärtner, S.; Hienz, G.; Keller, H.; Müller-Lindenlauf, M.; Stockmann, F.; Wenzelides, M.; Hagemann, H. Schulte, A. (2014): Regionale Konzepte zum Ausbau der Bioenergieerzeugung aus Holz – nachhaltige und energieeffiziente Strategieentwicklung unter besonderer Berücksichtigung der Holzkaskadennutzung. Endbericht, gefördert durch das BMUB, Saarbrücken, Heidelberg und Münster

Systemintegration in der Praxis am Beispiel der Modellregion Unterallgäu Nordwest

MARTIN SAMBALE, SEBASTIAN HARTMANN

1 Einführung

1.1 Überblick über die Modellregion

Die im westlichen Bayern gelegene Modellregion des Projekts „Energiewende Unterallgäu“ erstreckt sich über sechs Verwaltungsgemeinschaften (27 Einzelgemeinden) im nordwestlichen Teil des Landkreises Unterallgäu (Abb. 1). Das Betrachtungsgebiet erstreckt sich über eine Fläche von 529 km² und beheimatet 48.140 Einwohner (Stand 2012). Das Landschaftsbild im Unterallgäu ist durch Ackerbau und Viehzucht geprägt. Durch regelmäßig verkehrende Züge als auch durch die Autobahn A96 sind weite Teile der Modellregion gut an die 100 bis 130 km entfernt gelegene Stadt München angebunden. Unmittelbar an die Modellregion angrenzend sind mit den Städten Memmingen und Mindelheim zwei weitere starke Wirtschaftsstandorte.

Da die Energiewende gerade in ländlichen Regionen vorangetrieben werden soll, wurde die Region von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) ausgewählt, um mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft eine beschleunigte Energiewende modellhaft umzusetzen.

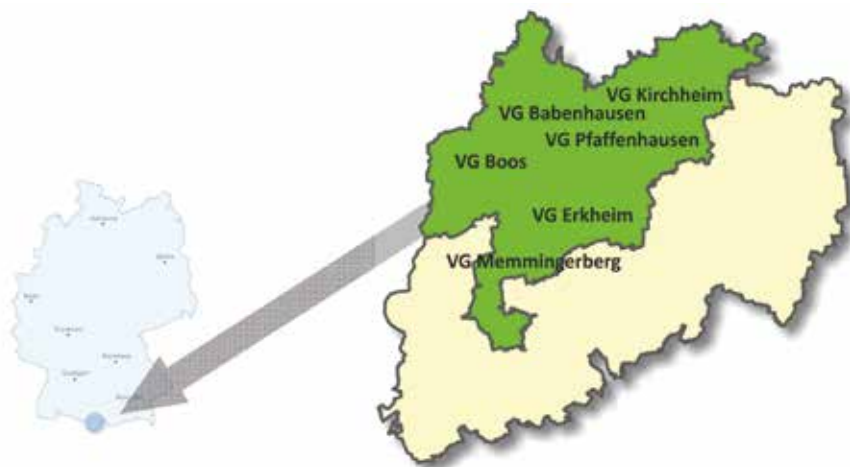


Abb. 1: Die Modellregion liegt im Süden Deutschlands. Sie umfasst die im Nordwesten des Landkreises Unterallgäu gelegenen Kommunen. (© eza!/Piesbergen)

Die Modellregion zeichnet sich im Strombereich durch einen hohen Anteil Erneuerbarer Energien aus (Abb. 2). Im Jahr 2015 konnten bereits 83 % des Gesamtstrombedarfs aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. Bei Berücksichtigung von KWK-Strom wurden sogar 91 % des Stroms im Landkreis erzeugt. Der erneuerbare Anteil am Gesamtenergieverbrauch (Strom und Wärme, ohne Verkehr) ist hingegen mit 39 % deutlich geringer, was die Notwendigkeit einer gekoppelten Betrachtung von Strom und Wärme sichtbar macht.

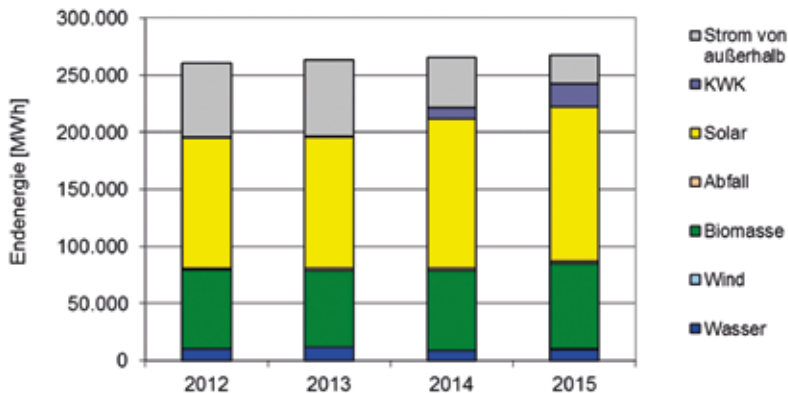


Abb. 2: Anteil Erneuerbarer Energien am Gesamtstromverbrauch in der Modellregion (2012–2015) (© eza!)

Abbildung 3 verdeutlicht, dass im Jahr 2015 bereits mehr als 90 % des Stroms in der Modellregion erzeugt wurden. Allein die Stromproduktion durch PV- und Biomasseanlagen betrug in etwa 80 % des gesamten Strombedarfs der Region.

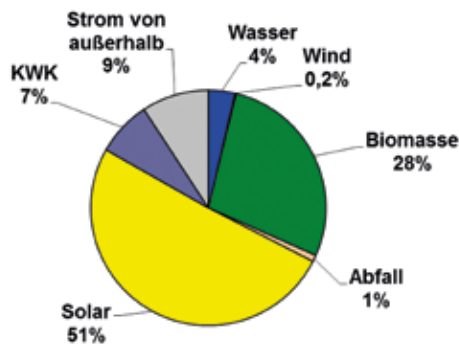


Abb. 3: Prozentuale Darstellung der Anteile Erneuerbarer Energien an der Stromproduktion in der Modellregion im Jahr 2015 (© eza!)

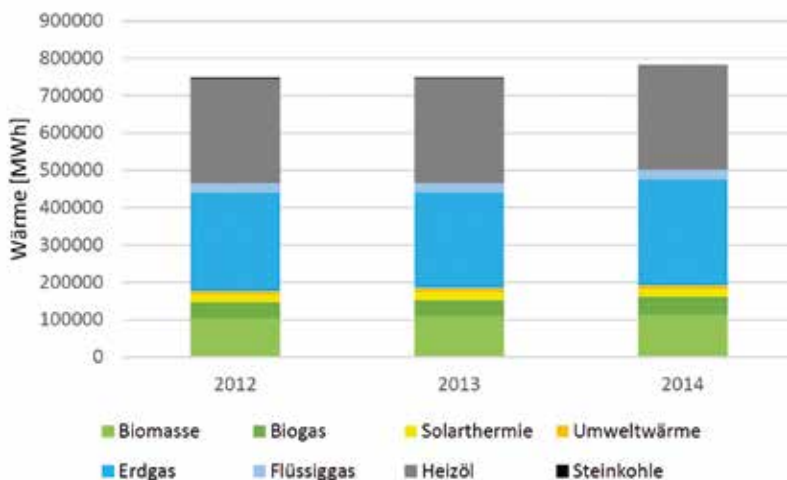


Abb. 4: Wärmeverbrauch in der Modellregion Energiewende Unterallgäu (2012–2014) aufgeschlüsselt nach Energieträgern (© eza!)

Im Wärmebereich ist der Anteil Erneuerbarer Energien deutlich geringer. Im Jahr 2014 konnten lediglich 25 % des Wärmebedarfs aus regenerativen Quellen gedeckt werden. Abbildung 4 zeigt die Aufschlüsselung des Wärmebedarfs nach Energieträgern. Auffällig sind dabei die hohen Anteile, die Heizöl und Erdgas derzeit an der Wärmeproduktion einnehmen.

1.2 Biogasanlagen als Baustein der Energiewende

Im Klimaschutzplan 2050 formuliert die Bundesregierung eine nahezu vollständige Decarbonisierung als Zielsetzung für das Jahr 2050 (BMUB 2016). Um die hierfür notwendige Energiewende im Strom- und Wärmebereich verwirklichen zu können, müssen Biogasanlagen dazu dienen, Erzeugungsschwankungen auszugleichen, die durch andere Erneuerbare Energien entstehen können. Die Zukunft der Biogasanlagen muss in einer bedarfsgerechten, der Nachfrage angepassten Strom- und Wärmeproduktion liegen.

Die flexible Biogasanlage basiert dabei auf zwei Vermarktungsprinzipien. Einerseits erbringt sie Systemdienstleistungen, indem positive und negative Regelleistung angeboten werden. Der Netzbetreiber wird hierdurch unterstützt, Prognosefehler auszugleichen und die Netzfrequenz stabil zu halten. Ein viel größeres Marktvolumen besteht jedoch im Stromhandel über den EPEX Spot Markt, indem kurzfristig lieferbare Strommengen gehandelt werden (Day-Ahead-Handel bzw. Intraday-Handel) (Next Kraftwerke 2017). Die Inanspruchnahme dieser Vermarktungswege ermöglicht den Anlagenbetreibern die Erwirtschaftung von Zusatzerlösen und dient zugleich sowohl dem Erhalt der Netzstabilität als auch der Versorgungssicherheit. Die Biogasanlagen stellen somit einen wichtigen Grundpfeiler der Energiewende dar.

2 Biogasanlagen in der Modellregion

In der Modellregion waren im Jahr 2015 57 Biogasanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 13.073 kW in Betrieb. Die Netzeinspeisung der Anlagen betrug dabei 74 GWh. Somit können in etwa 30 % des Strombedarfs der Region durch Biogas gedeckt werden. Abbildung 5 verdeutlicht, dass die Anzahl der Anlagen seit dem Jahr 2012 relativ konstant geblieben ist. Umfragen zufolge ist in den kommenden Jahren nicht mit vielen Neubauprojekten von Biogasanlagen zu rechnen. Einzig der Bau weniger Güllekleinanlagen könnte für einige Landwirte in der Modellregion infrage kommen. Nachfragen beim Verteilnetzbetreiber ergaben, dass in den Jahren nach 2020 wohl auch vermehrt mit der Stilllegung von Anlagen zu rechnen sei. Dies wird mit der auslaufenden EEG-Vergütung und mangelnden Chancen bei den Ausschreibungen in Verbindung gebracht.

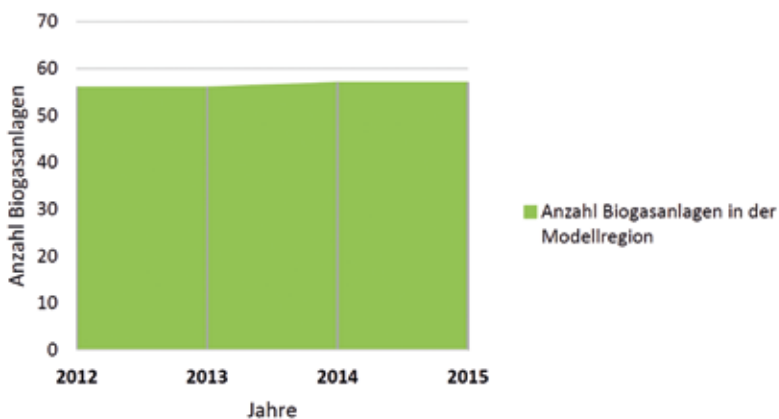


Abb. 5: Entwicklung Anzahl der Biogasanlagen in der Modellregion zwischen 2012 und 2015 (© eza!)

2.1 Biogas-Abwärmenutzung

Von den 57 Biogasanlagen erhielten im Jahr 2015 39 Anlagen den KWK-Bonus. Somit nutzen 68 % der Betriebe zumindest einen Teil der im BHKW entstehenden Abwärme. Über die Wärmenutzung der übrigen 18 Anlagen ist bislang wenig bekannt. Wie auch aus Abbildung 6 hervorgeht, wird mengenmäßig in etwa die Hälfte des in der Modellregion erzeugten Biogasstroms mit dem KWK-Bonus vergütet. Folglich kann auf ein bislang ungenutztes Wärmepotenzial in Höhe von knapp 40 GWh geschlossen werden. Im Rahmen des Projekts „Energiewende Unterallgäu“ werden deshalb unter anderem Beratungsleistungen angeboten, die auf eine Optimierung der Abwärmenutzung abzielen.

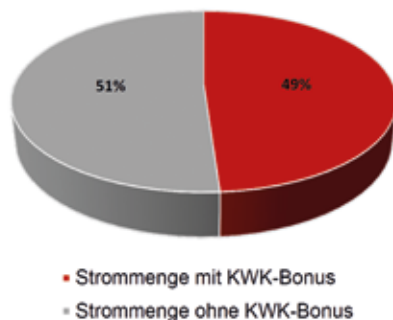


Abb. 6: Mit 36,3 GWh wird knapp die Hälfte des ins Netz eingespeisten Stroms durch den KWK-Bonus vergütet (© eza!)

2.2 Flexible Stromerzeugung durch Biogas

Die aktuellsten derzeit verfügbaren Daten beschreiben den Status der Biogasanlagen aus dem Jahr 2015. In den Jahren 2014 und 2015 erhielten jeweils zwei der 57 Anlagen die Flexibilitätsprämie, in früheren Jahren nahmen noch keine Anlagenbetreiber in der Region diese Zahlungen in Anspruch. Nach Schätzungen des Netzbetreibers könnte sich die Anzahl der Empfänger der Flexibilitätsprämie im Jahr 2016 noch einmal geringfügig erhöht haben. Immer mehr Anlagenbetreiber in der Region planen demzufolge die Durchführung von Modernisierungsmaßnahmen, um für eine flexible Stromerzeugung gerüstet zu sein, haben jedoch noch nicht mit der flexiblen Erzeugung begonnen. Im Modellprojekt soll der Fokus darauf gelegt werden, den Anteil der flexibel erzeugenden Anlagen weiter zu erhöhen. Hierfür ist ebenfalls angedacht, Anlagenbetreiber anzusprechen und ihnen bei Interesse Unterstützung inform kostenloser Beratungsleistungen anzubieten.

3 Praxisbeispiele aus der Region

3.1 Biogasanlage mit Nahwärmenetz in Günz – Gemeinde Westerheim

Die Biogasanlage im zur Gemeinde Westerheim gehörenden Ortsteil Günz wird bereits seit dem Jahr 2000 von der Familie Harzenetter betrieben. Als Biogassubstrat wird neben Mais, Gras- und Ganzpflanzensilage auch hofeigene Rindergülle eingesetzt.

Durch die ortsnahe Lage bot sich dem Betreiber eine sehr günstige Situation, die im BHKW entstehende Abwärme an umliegende Gebäude abzugeben. Nach jahrelang andauernder Planung konnte im Jahr 2016 schließlich das Nahwärmenetz in Betrieb genommen werden, das fortan neben einem großen, am Ortsrand gelegenen Gasthof auch sechs weitere Einfamilienhäuser mit Wärme versorgt. Der Anschluss des Gasthofs als zuverlässiger Großabnehmer schuf Planungssicherheit und war somit auch entschei-

dend für die Realisierung des Projekts. Um eine kontinuierliche, zuverlässige Wärmeversorgung gewährleisten zu können, entschied sich die Betreiberfamilie zum Bau eines Pufferspeichers mit einem Volumen von ca. 11 m³. Trotz der verhältnismäßig zentralen Lage der Anlage kann bislang nicht das gesamte zur Verfügung stehende Wärmepotenzial abgesetzt werden. Im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu soll der Betreiber fortlaufend dabei unterstützt werden, weitere Wärmeabnehmer zu finden, um die vorhandene Wärme bestmöglich zu nutzen.

Im Laufe der Zeit erkannten die Betreiber der Anlage, dass der größte Vorteil der Stromerzeugung aus Biogas darin liegt, dass auch zu jenen Zeiten Strom produziert werden kann, in denen weder genügend Wind weht noch ausreichend Sonne scheint, um die Versorgung mit anderen regenerativen Energien aufrechterhalten zu können. Aus diesen Überlegungen heraus entstanden die Pläne für den nächsten, zukunftsweisenden Schritt: Die Biogasanlage sollte auf flexible und somit bedarfsgerechte Stromerzeugung umgestellt werden und damit einen Beitrag zur Systemintegration Erneuerbarer Energien leisten. Dass dies ein mutiger Schritt ist, verdeutlichen die dazu notwendigen Investitionen, die vor dem Hintergrund der in ca. 10 Jahren auslaufenden gesicherten EEG-Vergütung sowie dem damit einhergehenden Ende der Boni-Zahlungen kein unerhebliches unternehmerisches Risiko darstellen. So musste beispielsweise in ein neues BHKW und eine Trafostation investiert werden. Die Anlage ist inzwischen für die Flexibilisierung vorbereitet. Noch im Juni 2016 soll der Probetrieb beginnen, Ende Juli, wenn alle Genehmigungen erteilt sind, wird die Anlage flexiblen Strom und Regelenergie erzeugen.

Aus Sicht des Betreibers kann die Energiewende ohne flexibel Strom und Wärme produzierende Biogasanlagen nicht geschafft werden. Um auch künftig bestehen zu können, müssten sich jedoch auch Anlagenbetreiber den Rahmenbedingungen des Strom- und Wärmemarkts anpassen. Die Stromproduktion aus Biogas-BHKWs müsse vor allem zu den Zeiten erfolgen, in denen wenig Strom im Netz ist. Biogas sei die am besten speicherbare Art, Strom aus Erneuerbaren Energien zu erzeugen. Dieses Plus müsse künftig noch besser ausgenutzt werden und die daraus resultierenden Vorteile sollten einer breiteren Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.

Der kleine, familiengeführte Betrieb in der Gemeinde Westerheim trägt mit seinen Anlagen somit einen wichtigen Teil zur Systemintegration Erneuerbarer Energien bei und hat bereits heute die Weichen für die Anforderungen des Strommarkts von morgen gestellt. Sowohl der Wärme- als auch der Stromsektor werden von der Anlage bedient und durch die in den Betrieb integrierte Rinderzucht produziert der Familienbetrieb zudem wertvolle Nahrungsmittel, die regional vermarktet werden. Am Beispiel des Betriebs in Günz wird somit verdeutlicht, dass die Sektorkopplung sogar über die Energieproduktion hinausgehen kann und somit auch zu einer Entschärfung des immer wieder thematisierten Tank-Teller-Konflikts beitragen kann.

3.2 Nahwärmenetz Pleß

In Pleß ist seit dem Jahr 2015 ein zehn Kilometer langes, ortsumfassendes Nahwärmenetz in Betrieb gegangen, das von der Abwärme zweier ortsnah gelegener Biogasanlagen gespeist wird. Der Jahresverbrauch an Wärme beziffert sich für das Gesamtnetz auf ca. 2.100 MWh, sodass CO₂-Emissionen in Höhe von jährlich 825 Tonnen eingespart werden können.

Die Idee für das Nahwärmenetz ging von zwei interessierten Bürgern der Gemeinde Pleß aus, die im Jahr 2012 das große Wärmepotenzial sahen, das von den zwei Biogasanlagen am Ortsrand ausging. Schnell bildete sich daraus eine Interessensgemeinschaft und es begannen Verhandlungen mit den Betreibern der beiden Biogasanlagen. Aufgrund des immer größer werdenden Interesses fiel schließlich die Entscheidung, das Nahwärmeprojekt auf ein ortsumfassendes Netz auszuweiten – selbstverständlich wurde auch beschlossen, sämtliche kommunale Liegenschaften an das Netz anzuschließen. Es kam zur Gründung einer Genossenschaft.

Nachdem die Entscheidung für den Bau einer neuen Heizzentrale gefallen war und Ausschreibungen, Förderanträge sowie die Vergaben an die betreffenden Baufirmen abgewickelt wurden, konnte im Februar 2014 mit dem Bau des Nahwärmenetzes begonnen werden. Die Gesamtinvestitionen von mehr als drei Millionen Euro teilten sich im Wesentlichen auf Bankdarlehen, BAFA-Zuschüsse und Nachrangdarlehen durch Genossenschaftsmitglieder auf.

Heute können die Verantwortlichen auf eine Erfolgsgeschichte zurückblicken. Mit mehr als 130 Anschlussnehmer ist nahezu die Hälfte der Haushalte der Gemeinde an das über 10.000 m lange Wärmenetz angeschlossen, darunter alle kommunalen und kirchlichen Gebäude sowie eine Gärtnerei. Ein Pufferspeicher mit 75.000 Liter Fassungsvermögen gleicht Schwankungen zwischen Wärmebedarf und -produktion aus.

Eine besondere Ehre für die Gemeinde Pleß war es, von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) zum Bioenergiedorf ernannt zu werden. Im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu finden derzeit Beratungsgespräche statt, inwiefern ein Anschluss des geplanten Neubaugebiets ans bestehende Nahwärmenetz realisiert werden kann. Aufgrund des geringeren Wärmebedarfs in Neubauten müssen bestimmte Rahmenbedingungen eingehalten werden, um den Anschluss an ein Nahwärmenetz wirtschaftlich darstellen zu können. Durch eine Beachtung der Vorgaben kann dabei durchaus ein Mehrwert sowohl für den Anschlussnehmer als auch für den Betreiber des Wärmenetzes erzielt werden.

Von den beiden Landwirten, die die Wärme für das Nahwärmenetz liefern, erhält einer die Flexprämie für flexible Stromerzeugung. Der zweite Landwirt zögert noch. Die Gründe dafür sieht er in den hohen Investitionssummen und Genehmigungsaufgaben, die eine Flexibilisierung mit sich bringen würde.

4 Hürden, die einer beschleunigten Systemintegration im Wege stehen

Biogasanlagen stellen in vielen Szenarien die entscheidenden Bausteine dar, um Erneuerbare Energien in ein System zur Stromerzeugung und Verteilung zu integrieren. Jedoch gibt es derzeit noch viele Hemmnisse, die einer schnellen Systemintegration im Wege stehen. Die wichtigsten Hürden sollten hier angesprochen werden. Die Informationen hierfür entstammen aus Gesprächen vor Ort mit Anlagenbetreibern, mit dem Netzbetreiber, dem Energieversorger oder aus Literaturrecherchen zu dieser Thematik.

4.1 Hürden bei der Flexibilisierung der Biogasanlagen nach EEG

Die im EEG 2017 geforderte Flexibilität, die Anlagen für eine fortgeführte Förderung vorgeschrieben wird, stellt Anlagenbetreiber vor neue Herausforderungen, bietet ihnen jedoch auch Chancen, vor dem Hintergrund rückläufiger Einspeisevergütung Zusatzerlöse zu erwirtschaften.

Um flexiblen Strom produzieren zu können, muss die installierte Leistung der Anlagen erhöht werden. Hierfür ist in der Regel der Bau eines oder mehrerer zusätzlicher BHKWs notwendig. Die BHKWs produzieren fortan nicht kontinuierlich Strom und Wärme, können im Bedarfsfall aber deutlich mehr Erzeugungsleistung als bisher zur Verfügung stellen. Zudem muss ein genügend großer Gasspeicher geschaffen werden, der Stillstandzeiten der BHKWs überbrücken kann. Um zusätzlich eine kontinuierliche Wärmeversorgung gewährleisten zu können, muss die schwankende Erzeugung durch Wärmespeicher ausgeglichen werden. Häufig geht der Bau eines zusätzlichen BHKWs zudem mit einer Erweiterung der Trafostation bzw. des Netzanschlusses sowie mit dem Bau von Gastrocknungs- und Verdichtungsanlagen einher (Welteke-Fabrizius 2017).

Die Flexibilisierung ist also vielfach mit hohen Investitionssummen und Genehmigungsaufgaben verbunden. Gespräche mit Landwirten aus der Region ergaben, dass vor allem die hohen finanziellen Hürden und gesetzlichen Auflagen eine raschere Umstellung auf flexible Stromerzeugung behindern. Zu beachten sind neben den Kosten für Flex-BHKW, Anschluss und Gasspeicher zudem auch die immer weiter steigenden Kosten für Planung und Genehmigungen und für ein ggf. notwendiges zusätzliches Gärrestlager. Zusätzlich möchten einige Landwirte zunächst die Auswirkungen der Novellierung der Düngeverordnung auf die Biogasanlagenbetreiber abwarten.

4.2 Laufzeit nach EEG

Da die gesicherte EEG-Vergütung bei vielen Anlagen bereits in wenigen Jahren endet, können Investitionen in Wärmenetz und Flexibilisierung häufig nicht mehr vollständig abgeschrieben werden.

Die Ausschreibungen an denen Anlagenbetreiber teilnehmen müssen, um für weitere 10 Jahre eine gesetzliche Vergütung zu erhalten, ermöglichen im Vorfeld häufig keine exakte Kalkulation der Erlöse. Zusätzlich entfallen Bonuszahlungen, sodass die erwirtschafteten Erlöse i. d. R. spürbar geringer ausfallen dürften als bislang. Der Höchstwert der Förderung wird für das Jahr 2017 auf 16,9 ct/kWh für Bestandsanlagen mit Vergütung nach Marktprämie beziffert (FNR 2016).

Vielen Anlagenbetreibern, die große Investitionssummen in den Bau von Wärmeversorgung und Flexibilisierung stecken müssten, fehlt somit die finanzielle Sicherheit für den Fortbestand notwendige Investitionen. Diese Hürden stellen die Durchführung sinnvoller Projekte zur verbesserten Wärmenutzung von Biogasanlagen und zur Flexibilisierung des Betriebs infrage.

4.3 EEG setzt keinen Anreiz für regionale Systemintegration

Die momentan über das EEG festgesetzten Rahmenbedingungen erschweren einen Ausbau der regionalen Stromvermarktung und bieten keine geeigneten Rahmenbedingungen für eine regionale Systemintegration. Energieversorger und Netzbetreiber verweisen dabei immer wieder auf fehlende Geschäftsmodelle, die eine regionale Direktvermarktung derzeit verhindern. Der vor Ort erzeugte Strom wird in der Regel entsprechend dem EEG vergütet, durch die Verteilnetze ins Übertragungsnetz hindurchgereicht und dort gemeinsam mit dem Strom aus fossilen Energien an der Strombörse verkauft. Es gibt keinen finanziellen Anreiz dafür, Strom dann zu erzeugen und einzuspeisen, wenn er gerade im Verteilnetz benötigt wird. Die immer gleichbleibende Vergütung sorgt dafür, dass der aus EE-Anlagen erzeugte Strom auch zu Überschusszeiten ins Verteilnetz eingespeist und anschließend ins Übertragungsnetz durchgereicht wird.

Ein Anreiz für eine lokale Direktvermarktung ohne EEG besteht nicht, da der Strom stets mit allen Umlagen, Netzentgelten und Steuern belastet wird. Diese Nebenkosten machen derzeit mit mehr als 75 % den größten Teil des Strompreises in Deutschland aus. Strom aus Anlagen, die über das Marktprämienmodell nach EEG vergütet werden, muss laut Gesetzgeber über die Strombörse verkauft werden und wird somit zwangsweise mit Entgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen belastet.

Neben der Regellenergievermarktung und der Direktvermarktung des EEG-Stroms an der Strombörse sieht auch der regionale Energieversorger (Lechwerke AG) sowohl für sich als auch für die Kunden kein wirtschaftliches Geschäftsmodell hinsichtlich der Nutzung und Vermarktung des dezentral erzeugten Stroms, beispielsweise als Regional-

stromprodukt. Die Vergütung des EEG-Stroms ist i.d.R. deutlich höher als der aktuelle Preis an der Strombörse. In Verbindung mit dem Doppelvermarktungsverbot bewirkt dies, dass der nach EEG vergütete Strom gemeinsam mit Strom aus fossilen Energieträgern im Strommix verkauft wird.

Auch für die Speicherung von Strom besteht derzeit kein Geschäftsmodell, da der Strom derzeit sowohl beim Einspeichern wie beim Ausspeichern durch alle Steuern und Umlagen belastet wird.

Und da niedrige, bisweilen sogar negative Großhandelsstrompreise in Zeiten mit großen Mengen an regenerativ erzeugtem Strom nicht an die Endkunden weitergegeben werden, können somit auch kaum Anreize geschaffen werden, dass Stromkunden ihren Verbrauch an das aktuelle Angebot im Stromnetz anpassen (Agora Energiewende 2017).

5 Vorhaben in der Modellregion

Durch das Projekt „Energiewende Unterallgäu“ soll den Anlagenbetreibern kostenlose Beratung und Unterstützung angeboten werden, sodass ein höherer Anteil der Abwärme genutzt wird und dass möglichst zahlreiche Anlagen auf eine flexible Strom- und Wärmeerzeugung umrüsten und am Regelenergiemarkt teilnehmen.

Beispielsweise erfolgte die Kontaktaufnahme mit zwei Anlagenbetreibern in Winterrieden, die ihre Abwärme an ein Nahwärmenetz liefern könnten, das im Rahmen des Projekts Energiewende Unterallgäu errichtet werden soll. Sowohl mit Vertretern der Kommunalpolitik als auch mit den Anlagenbetreibern fanden Treffen statt. Die Anlagen wurden inzwischen mit Wärmemengenzählern ausgestattet.

Weitere Gespräche fanden beispielsweise mit einem Anlagenbetreiber statt, der Biomüll als Rohstoff für die Vergärung verwendet. Dort soll im Rahmen des Projekts geprüft werden, ob das erzeugte Biogas zu Biomethan aufbereitet werden und anschließend ins Erdgasnetz eingespeist werden kann.

Gemeinsam mit einem Dienstleister sollen im Rahmen des Modellvorhabens Energiewende Unterallgäu Nordwest für verschiedene beispielhafte Biogasanlagen die Rahmenbedingungen für einen zukünftigen wirtschaftlichen Betrieb untersucht werden. Dabei soll auf der einen Seite berücksichtigt werden, dass es für viele Biogasanlagen nur noch eine begrenzte EEG-Restlaufzeit gibt. Auf der anderen Seite soll aufgezeigt werden, wie das Potenzial für Wärmenutzung, Flexibilisierung und Direktvermarktung in zukünftigen Betriebsmodellen erschlossen werden kann.

6 Fazit

Um die Ziele der Energiewende erreichen zu können, müssen die flexibel einsetzbaren Biogasanlagen wichtige Aufgaben erfüllen. Die gegenwärtigen politischen Rahmenbedingungen behindern jedoch die Systemintegration und hemmen die dafür notwendige Investitionsbereitschaft der Anlagenbetreiber. Die Vorgaben und Vergütungen im Bereich Biogas sollten so gestaltet werden, dass die Vorteile der bedarfsgerechten Energieerzeugung aus Biogas angemessen finanziell honoriert werden. Klare, langfristig gültige gesetzliche Vorgaben können helfen, die Planungen der Anlagenbetreiber zusätzlich zu erleichtern.

Literatur

- Agora Energiewende (2017): Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Hintergrund. Berlin
- BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_kurz_bf.pdf, Zugriff am 31.05.2017
- FNR (2016): Bioenergie. https://bioenergie.fnr.de/eeg_2017/, Zugriff am 01.06.2017
- Next Kraftwerke (2017): Was ist der Day-Ahead-Handel? <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/day-ahead-handel>, Zugriff am 27.05.2017
- Welteke-Fabircius, U. (2017): Flexibler, bedarfsorientierter BHKW-Betrieb – die Zukunft für Biogas. Infotag zu Flexibilisierung und Wärmenetzen, Fl(ex)pern

Flexibilisierung von Biogasanlagen als Beitrag zur Reduzierung des notwendigen Netzausbaus

ERIC MAUKY, TINO BARCHMANN, JÖRG KRETZSCHMAR, JAN LIEBETRAU

1 Einleitung

In einem von fluktuierenden erneuerbaren Energien geprägten Energiesystem gewinnt der Ausgleich von Angebots- und Nachfrageschwankungen durch Flexibilitätsoptionen zunehmend an Bedeutung. Unter den erneuerbaren Energien sind aktuell, neben Geothermie- und Wasserkraftwerken, Bioenergieanlagen im Allgemeinen und Biogasanlagen im Besonderen die verfügbaren erneuerbaren Technologien, die eine gesteuerte Strom- und Wärmebereitstellung erlauben. Flexible Energiebereitstellung – wie durch Biogasanlagen – bilden zusammen mit anderen Flexibilitätsoptionen – wie Verteilung durch Netze, Speichern und Demand-Side-Management – die Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit und Versorgungssicherheit des Energiesystems. In dem folgenden Beitrag liegt der Fokus vor allem auf den technischen und operativen Möglichkeiten für einen flexiblen Einsatz von Biogasanlagen und den potenziellen Auswirkungen auf den Betrieb von Verteilnetzen.

2 Flexibilisierungskonzepte an Biogasanlagen

Die Flexibilisierung der Energiebereitstellung von Biogasanlagen zielt normalerweise auf eine Energiebereitstellung entsprechend eines externen Bedarfes ab. Dieser Bedarf kann sich aufgrund der Situation in den Verteilnetzen oder am Markt ergeben. Es gibt aktuell schon eine Vielzahl von Produkten, die die entsprechenden Bedarfe bedienen. Es ist anzunehmen, dass sich mit zunehmendem Anteil von EE-Strom weitere regulative Maßnahmen finden werden. Neben der reinen Flexibilisierung des Outputs haben Biogasanlagen auch das Potenzial, einen Beitrag zur Sektorkopplung zu leisten. Da Biogasanlagen eine Schnittstelle von Strom- und Wärmeversorgung darstellen und im Falle von Biomethananlagen auch Zugang zum Gasnetz haben, besteht die Möglichkeit, Power-to-Heat- oder Power-to-Gas-Konzepte umzusetzen. Insbesondere für das Letztere ist die Verfügbarkeit von erneuerbarem CO₂ und einem biologischem Konversionsprozess ein Standortvorteil für Biogasanlagen.

Technisch gesehen kann die Flexibilisierung des Outputs durch die zeitliche Entkopplung von Gasproduktion und Gasverwertung oder durch die Flexibilisierung der gesamten Prozesskette gelöst werden. Ersteres wird durch die vorhandene Gasspeicherkapazität limitiert. Die Gesamtflexibilisierung erreicht hierbei eine höhere Qualität an Flexibilität bei gegebener Gasspeicherkapazität (Barchmann et al. 2016).

Prinzipiell sind folgende Stufen mit zunehmender Flexibilität denkbar, wobei eine entsprechende Überkapazität beim BHKW gegenüber der Bemessungsleistung in jedem Fall als notwendig und somit als gegeben vorausgesetzt wird:

Flexibler BHKW-Betrieb ohne bauliche und mit geringen betrieblichen Veränderungen

Die Möglichkeiten von flexiblem Betrieb von Anlagen mit den ursprünglichen Gegebenheiten sind stark von dem Anlagendesign abhängig. Bei ausreichend großem nutzbarem Gasspeichervolumen können Fahrpläne realisiert werden, allerdings sind die Verschiebungen der Verstromungszeiten und -mengen limitiert. Technische Voraussetzungen sind die Kontrollmöglichkeit des Gasspeicherfüllstandes und die ausreichende Dimensionierung aller gasführenden Anlagenteile hinsichtlich schwankender Durchflussmengen. Hier müssen Anlagenkomponenten ggf. ertüchtigt werden.

Erhöhung des Gasspeichervolumens

Diese Maßnahme ist mit zusätzlichen Kosten verbunden und kann je nach Anlage konstruktiv schwierig umsetzbar sein. Die Abdeckung von offenen Gärrestlagern bietet sich hier als eine Möglichkeit an, die neben der Erhöhung des Gasspeichervolumens Emissionen reduziert und einen zusätzlichen Gasertrag erzielt. Es ist zu beachten, dass ab einer Menge von 10.000 kg brennbaren Gases die Störfallverordnung zu berücksichtigen ist.

Flexibilisierung der Gasproduktion durch Fütterungsmanagement

Gezieltes Fütterungsmanagement beeinflusst den Biogasbildungsprozess durch prozessspezifische Regelung von Zeitpunkt, Menge sowie Zusammensetzungen der Rationen. Anpassungen der Fütterung werden in vielen Anlagen bereits aus verschiedenen Gründen durchgeführt. Hier ist oft das Ziel, bei Substratschwankungen eine Stabilisierung der Gasproduktionsrate und/oder eine Anpassung an verfügbare Substrate zu erreichen. Durch die Variation der Beschickung kann die Gasproduktionsrate dem Bedarf der Verwertung so angepasst werden, dass der Bedarf an einem Zwischenspeicher für das Gas minimiert wird. Diese Maßnahme bedarf aufgrund des direkten Eingriffs in die Dynamik des Biogasprozesses aber einer intensiveren Prozess- und Anlagenüberwachung als bisher an Biogasanlagen umgesetzt.

Alternative technische Verfahren

(Speicherung von Zwischenprodukten, Hochlastfermenter, Power-to-Gas)

Es wird an einer Reihe von zweiphasigen Verfahren geforscht, welche das in einer Vorhydrolyse aufgeschlossene Gärmedium in Hochleistungsfestbettreaktoren bedarfsgerecht dosieren und flexibel Biogas erzeugen (Lemmer et al. 2017, Hahn et al. 2014). Weitere Modifikationen der Grundidee, basierend auf einer Batch/Festbett- (Großmann et al. 2008) oder Hydrolyse/CSTR(continuous stirred-tank reactor)-Kombination (Faßauer et al. 2014), werden ebenfalls erprobt. Zur Speicherung/Verwertung eines Energieüberangebots und dem Ausgleich von Lastschwankungen können die Power-to-Gas(PtG)- (Ahern et al. 2015) oder Power-to-Heat(PtH)-Technologien eingesetzt werden und Anlagen als Stromsenke betrieben werden. Die PtG-Verfahren auf Basis der biologischen Methanisierung befinden sich zurzeit noch in der Entwicklung und sind in mehreren Pilotanlagen im Test. Die aufgeführten Prozesskonfigurationen bedingen zusätzliche Komponenten und haben einen entsprechend höheren apparativen und finanziellen Aufwand, wodurch ein Einsatz an Bestandsanlagen oder an Neuanlagen erschwert wird, da unter den aktuellen Rahmenbedingungen Neuinvestitionen nicht einfach zu realisieren sind.

Für alle Varianten muss das BHKW für die flexible Betriebsweise ertüchtigt beziehungsweise ein neues BHKW angeschafft werden. Wie die Flexibilisierung innerhalb der geltenden Regelungen ausgestaltet werden kann, hängt letztendlich von der Höhe der Zusatzinvestitionen (z.B. in BHKW und Gasspeicher) und den Einnahmen (z.B. Flexibilitätsprämie, Stromprodukte, zusätzliche Stromproduktion durch höheren Wirkungsgrad) ab. Hinzu kommt, dass diesen komplexen anlagenseitigen Flexibilisierungsoptionen unterschiedlichste Anforderungen aus dem Energiesystem gegenüberstehen. So lassen sich die unterschiedlichen Flexibilitätsbedarfe nach verschiedenen Fristigkeiten unterscheiden. Abbildung 1 zeigt die zeitlichen Fristen, die für die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten in Deutschland verpflichtend sind, sowie Möglichkeiten der Strommarktoptimierung im Überblick. Diese zeitlichen Anforderungen liegen zum Teil im Sekunden- und Minutenbereich, können sich aber auch bis zu saisonal unterschiedlichen Bedarfen erstrecken. Aus diesen Fristigkeiten ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die Anlagentechnik.

In Abbildung 1 ist darüber hinaus die zeitliche Unterscheidung zwischen den Einsatzbereichen eines Fütterungsmanagements und der ausschließlichen Nutzung des Gasspeichers als Instrument zur Lastverlagerung verdeutlicht. Kurzfristige Lastverlagerungen, die eine begrenzte Dauer haben, können über den Gasspeicher kompensiert werden, bei größeren Dauern von Flexibilisierungsoptionen liegt insbesondere in der gemeinsamen, sich ergänzenden Nutzung von Gasspeicher und Fütterungsmanagement großes Potenzial. Mittels Fütterungsmanagement können Flexibilisierungsspielräume nutzbar werden, die sonst nur mit sehr großen Gasspeichervolumina zu bedienen wären (Barchmann et

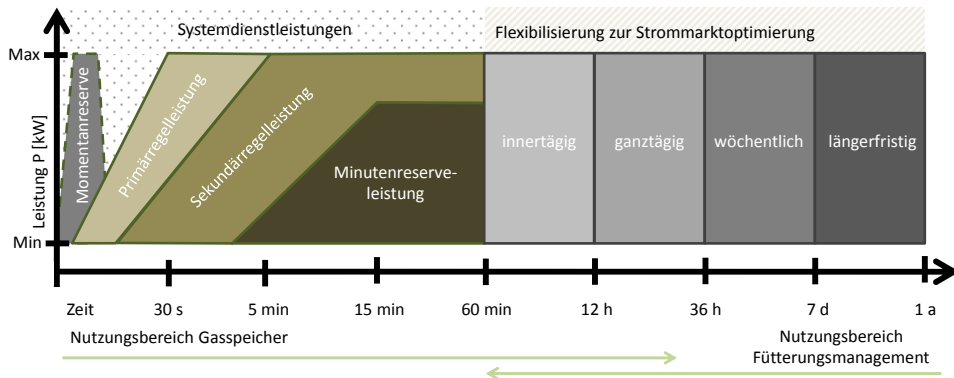


Abb. 1: Zeitliche Fristigkeiten für unterschiedliche Regelleistungsarten und der Flexibilisierung zur Strommarktoptimierung (angepasst nach Barchmann et al. 2016)

al. 2016) – oder anders ausgedrückt: das Fütterungsmanagement kann dazu dienen mit vorhandenen Gasspeichern eine größere Flexibilität zu erreichen. Erhebungen des DBFZ zeigen, dass eine durchschnittliche Biogasanlage bei gleichmäßiger Biogasproduktion – je nach Auslegung – ihre Gasspeicher im Mittel zwischen ca. 3 und 5 h vollständig füllt (Liebetau et al. 2015). Ältere Anlagen sind dabei normalerweise mit weniger Puffer ausgestattet als neuere. Neuere Anlagen sind teilweise schon mit maximalen Speicherpotenzialen von 12 h und mehr ausgestattet. Gerade bei geringer ausgelegten Speichern kann eine Anlage nur für relativ kurze Zeit den BHKW-Betrieb aussetzen, ohne bereits produziertes Gas abfackeln zu müssen. Die lokale Speicherung wird bis heute in der Regel lediglich für das Abpuffern von Unregelmäßigkeiten in der Gasproduktion verwendet. Tatsächliches „Vorhalten“ von Biogas beziehungsweise Speicherreserven für die flexible Verstromung ist eher die Ausnahme. Unabhängig von der reinen Größe der Gasspeicher sind die Qualität der Füllstandsmessung, der Gasaustausch und die Füllstandsregelung von gekoppelten Speichern sowie das von der Bauform abhängige tatsächlich nutzbare Speichervolumen entscheidend für das real flexibel nutzbare Speichervolumen von Gasspeichern.

3 Mit flexibler Fütterung zur flexiblen Biogasproduktion

Eine bereits angesprochene Möglichkeit Bestandsanlagen mit überschaubarem Aufwand zu flexibilisieren, ist die Einflussnahme auf den „biologischen“ Prozess durch ein Fütterungsmanagement. Der zeitliche Verlauf der Wirkung von Substraten auf den Verlauf der Gasbildungsrate hängt hauptsächlich von deren Abbaueigenschaften ab. Dadurch besteht die Möglichkeit, die unterschiedlichen kinetischen Eigenschaften von Substra-

ten gezielt zu nutzen, um die maximal mögliche Dynamik des Prozesses zu realisieren (Mauky et al. 2015). In einer praxisgerechten Anwendung müssen neben den prozessseitigen Mechanismen der flexiblen Biogasproduktion auch weitere Randbedingungen einbezogen werden, wie z. B. der verfügbare Gasspeicher und ein individueller BHKW-Fahrplan entsprechend dem Bedarf externer Märkte (Strombörse, Regelenergiemärkten) oder Kunden. Diese Fahrpläne basieren auf Prognosen, welche, je weiter sie in die Zukunft reichen, Unsicherheiten mit sich bringen. Entsprechend der vom Betreiber angebotenen Produkte ist auch die Reaktionszeit auf Änderungen unter Umständen sehr kurz. Auch dem Biogasprozess sind in der möglichen Dynamik Grenzen gesetzt. Weiterhin sind auch technische Restriktionen (verfügbares Gasspeichervolumen, Zufuhrgeschwindigkeit des Substrates usw.) zu berücksichtigen. Um diese unterschiedlichen Anforderungen zu koppeln, bietet sich der Einsatz einer modellprädiktiven Regelung (Model Predictive Control, MPC) an. Abbildung 2 zeigt ein vereinfachtes Schema der modellprädiktiven Regelungsprozedur (Mauky et al. 2016).

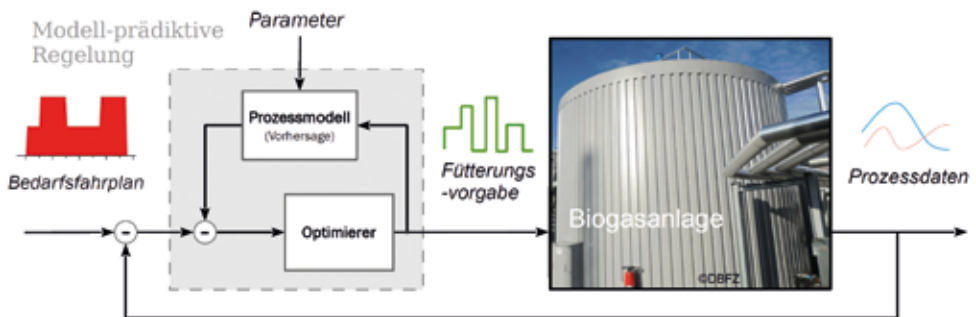


Abb. 2: Vereinfachtes Schema der modellprädiktiven Regelungsprozedur (© DBFZ)

Bei der MPC wird ein dynamisches Modell des zu regelnden Prozesses (hier der Biogasprozess) verwendet, um das zukünftige Systemverhalten in Abhängigkeit von den Stellgrößen (z. B. Fütterungsmengen) vorauszuberechnen. Der große Vorteil gegenüber anderen Regelungsverfahren ist die Möglichkeit, den Prozess vorausschauend zu regeln und wechselnde Substrateigenschaften mit einzubinden. Der Optimierer verändert die Modelleingangssignale (Stellgrößen) solange, bis ein optimales Fütterungsregime gefunden ist, welches den Bedarfsfahrplan im Prognosehorizont erfüllt und gleichzeitig den Gasspeicherbedarf minimiert. Der Regler wurde an der DBFZ-Forschungsbiogasanlage und der Biogasanlage der Universität Hohenheim getestet und es konnte ein hohes Maß an Flexibilität in der Gasproduktion bei gleichzeitig stabilem Prozess nachgewiesen werden (Mauky et al. 2017).

Abbildung 3a zeigt beispielhaft einen Versuchsverlauf an der DBFZ-Forschungsbiogasanlage. Es wurde täglich eine Optimierungsrechnung gestartet, welche das Ziel hatte, den in Abbildung 3b dargestellten börsenpreisoptimierten BHKW-Fahrplan A (Verbrauchsregime als graue Balken) zu erfüllen und gleichzeitig den maximalen Gasspeicherfüllstand (blaue Linie in Abb. 3b) nicht zu überschreiten. Abbildung 3a zeigt den mittels Biogasmodell vorausberechneten Verlauf der Gasproduktion (rote Linien; dargestellt ist jeweils nur der erste Prognosetag, gerechnet werden allerdings jeweils 7 Tage im Voraus) und die letztendlich bei der Umsetzung real gemessene Gasproduktion (schwarze Linie). Weiterhin ist das durch die Optimierung gefundene und im Anschluss umgesetzte Fütterungsregime dargestellt. Verwendetes Substrat war in diesem Versuchszeitraum Maissilage. Es zeigt sich, dass innerhalb kurzer Zeit (zum Teil weniger als einer halben Stunde) die Gasproduktionsrate stark erhöht werden kann und auch Fütterungspausen von bis zu 2 Tagen keine negativen Auswirkungen auf den Prozess hatten. Um die Wirkung dieses Flexibilisierungspotenzials zu verdeutlichen, ist in Abbildung 3b der Verlauf des theoretischen Gasspeicherfüllstandes bei angenommener konstanter Gasproduktion (simuliert durch die durchschnittliche Gasproduktion des Betrachtungszeitraumes als Strich-Punkt-Linie in Abb. 3a) abgetragen. Es zeigt sich, dass das benötigte Gasspeichervolumen bei flexibler (blau gepunktet) gegenüber konstanter Gasproduktion (orange gestrichelt) fast halbiert (Reduzierung um 43 %) werden kann. In Stunden ausgedrückt heißt das: dort wo bei durchschnittlicher (kontinuierlicher) Produktion 22,7 Stunden Gasspeicherkapazität nötig waren um den Gasbedarfsfahrplan A zu erfüllen, sind bei flexibler Biogasproduktion nur 12,9 Stunden nötig. Eine Stunde Gasspeicherkapazität entspricht dabei der Aufnahme des in einer Stunde bei durchschnittlicher Produktion angesammelten Gases.

Der einzusparende Gasspeicherbedarf ist dabei stark vom gewählten Verstromungsszenario abhängig. Der alternativ in Abbildung 3c dargestellte Fahrplan B nimmt an, dass 40 % der Energie über ein durchlaufendes BHKW und 60 % flexibel durch ein zusätzliches BHKW verstromt wird. Wird dieser Fahrplan angewandt und die entsprechenden Verläufe der Gasspeicherfüllstände verglichen, so ergibt sich eine noch höhere Reduzierung des Gasspeicherbedarfs, von 23,8 Stunden bei kontinuierlicher auf 7,7 Stunden bei flexibler Gasproduktion. Dies entspricht einer Senkung der nötigen Gasspeicherkapazität um 68 %. Es zeigt sich, dass eine Biogasanlage über ein erhebliches Einsparpotenzial hinsichtlich des benötigten Gasspeichers verfügt und gleichzeitig eine weitaus höhere Anlagenflexibilität erlaubt.

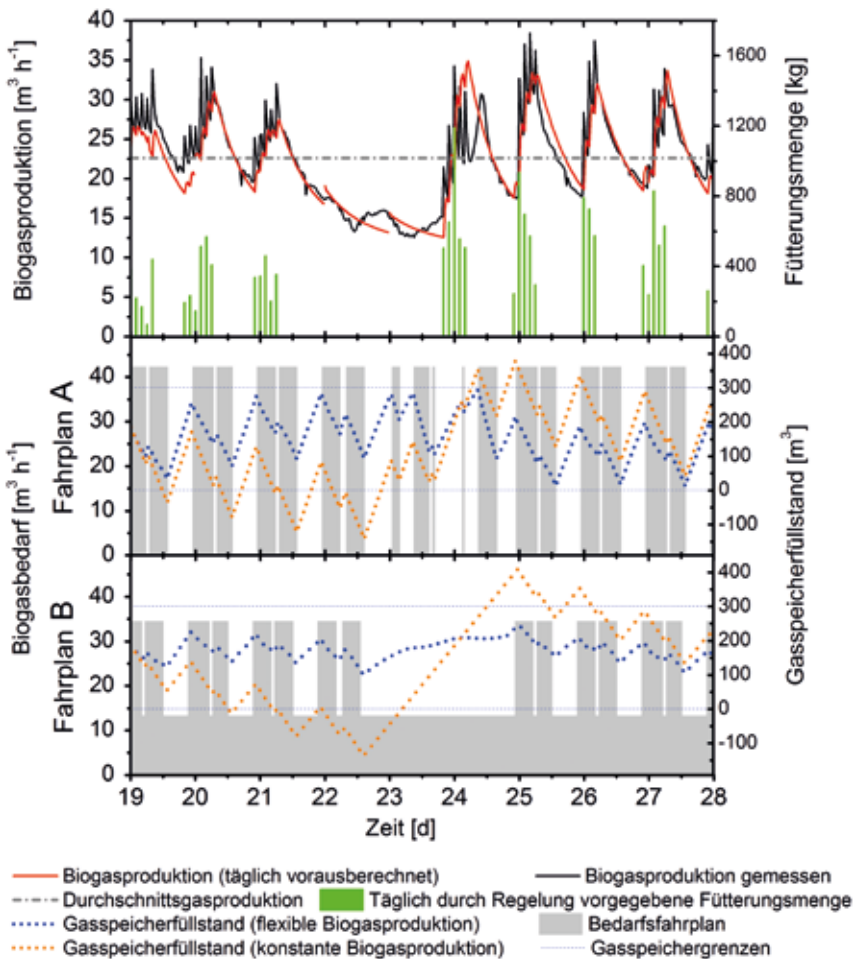


Abb. 3: Versuchsverlauf zur Validierung der Prozessregelung an der DBFZ-Forschungsbiogasanlage mit resultierenden Verläufen des Gasspeicherfüllstandes bei konstanter gegenüber flexibler Gasproduktion (basiert auf Mauky et al. 2016) (© DBFZ)

Die Regelung der Gasproduktionsrate stellt allerdings nur einen Teil der notwendigen Überwachungs- und Regelungsaufgaben im flexiblen Betrieb dar. Wie bereits beschrieben, ist der präzise, flexible Betrieb der Gasspeicher ein zentrales Element, vor allem um Verluste und unerwünschte Methanemissionen über die Überdrucksicherungen zu vermeiden.

Im Projekt „ManBio – Entwicklung von technischen Maßnahmen zur Verbesserung des Gasmanagements von Biogasanlagen“ (Projekträger Jülich, FKZ: 03KB094) wurden daher technische Maßnahmen zur Verbesserung des Gasmanagements von Biogasanlagen untersucht und weiterentwickelt. Zum einen wurden unterschiedliche Messsysteme für Gasspeicherfüllstände verglichen und optimiert. Zum anderen wurde, um den Gas-

speicherfüllstand vorausschauend steuern zu können, eine Bilanz der Gasstrecke (Gasproduktion, -speicherung und -verwertung) erstellt und um zusätzliche Einflussgrößen auf die verfügbare Gasspeicherkapazität (u. a. Temperatur, Windstärke, Solarstrahlung) erweitert. Auf Basis von Wetterprognosen sind damit präzisere Empfehlungen zur vorausschauenden Anpassung des Fütterungs- oder Verstromungsregimes zur Vermeidung von Unter-/Überproduktionen möglich. Abbildung 4 verdeutlicht die Abhängigkeit der Netto-Gasspeicherkapazität von einer sich ändernden Gasspeicherinnentemperatur in einem rechnerischen Beispiel, um die Bedeutung der Temperaturen für den Gasspeicherfüllstand abzubilden. Es ergibt sich beispielsweise bei einer Temperaturänderung von 30 K im Gasspeicherinnenraum während des Verlaufes eines Tages eine Reduzierung der Netto-Gasspeicherkapazität um über 20 %. Diese Temperaturänderungen von 30 K sind realistisch und konnten durch Messungen an der Forschungsbiogasanlage an Sommertagen belegt werden.

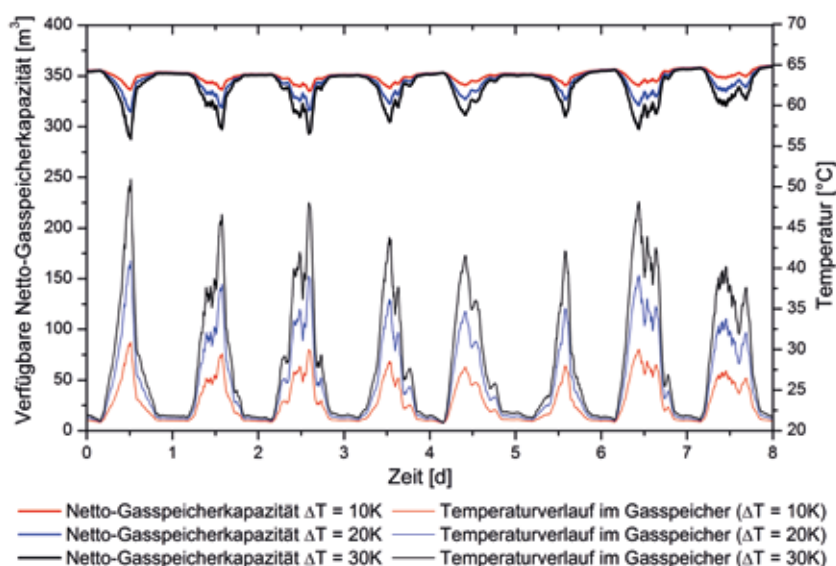


Abb. 4: Darstellung des Einflusses der Gasspeicherinnentemperatur auf die verfügbare Netto-Gasspeicherkapazität (© DBFZ)

Darüber hinaus wurden bei Temperaturmessungen mittels IR-Kamera auf der Außenseite der hellgrauen Schutzmembran des Gasspeicherdaches der DBFZ-Forschungsbiogasanlage im Sommer bei direkter Sonneneinstrahlung Oberflächentemperaturen von bis zu 69 °C ermittelt. Unter bestimmten Betriebszuständen können diese Wettereinflüsse bei einer Praxisanlage zu einem ungeplanten Erreichen eines technisch vollen Gasspeichers führen und damit zum Auslösen der Fackel oder der Überdrucksicherung. Dies zeigt,

dass insbesondere das gezielte Management des Gasspeichers zu einer Verminderung der Verluste durch Abfackeln oder Abblasen potenzieller Gasüberproduktionen beiträgt.

In einem nächsten Schritt (Projekt „GAZELLE – Ganzheitliche Regelung von Biogasanlagen zur Flexibilisierung und energetischen Optimierung“ (SAB-Sächsische Aufbau-bank, FZK 100267056)) soll die Regelung um weitere Komponenten erweitert werden. Zusätzlich zu den bereits existierenden Komponenten Substratmanagement und Gasspeicher-management soll unter der Einbindung von Substrataufschlussverfahren eine weiter-führende Steuerung der Substrateigenschaften zu größtmöglicher Flexibilität bei hoher Umsatzeffizienz der Substrate führen. Der ganzheitliche Ansatz schließt dabei sowohl die optimale Strom- und Wärmebereitstellung als auch die Überwachung der ökonomischen und energetischen Anlageneffizienz in die Optimierung der Betriebsweise mit ein.

Letztlich zeigt sich, dass bestehende Biogasanlagen mit leichten Modifikationen bereits heute ein breites Spektrum an Leistungen zum Ausgleich von Bedarf und Produk-tion bereitstellen können und einen wichtigen Beitrag zur Systemsicherheit im Strom-netz leisten.

4 Auswirkungen des proaktiven Einspeisemanagements auf die Verteilnetze

Welchen Beitrag flexibel betriebene Biogasanlagen zur Vermeidung oder Minderung von Netzausbaumaßnahmen in der Mittelspannungsebene leisten können, untersuchte das DBFZ im Forschungsprojekt „RegioBalance – Bioenergie-Flexibilisierung als regionale Ausgleichsoption in deutschen Stromverteilernetzen“ (Projektträger Jülich, FZK: 03KB087A). Die Dimensionierung und der Betrieb von Stromnetzen unterliegen mit zunehmender Einspeisung von erneuerbaren Energien großen Veränderungen. Während in der Vergangenheit die Stromversorgung und der Netzbetrieb durch große Kraftwerke dominiert wurden, die an Übertragungsnetze angeschlossen waren, hat sich diese Situation durch die dezentralen, auf erneuerbaren Energien basierenden Stromproduzenten stark verändert.

Diese speisen fluktuierend und vermehrt in Verteilnetzebenen ein, wodurch sich für den Betrieb dieser Bereiche neue Herausforderungen ergeben. Eine Übersicht der Spannungsebenen in Deutschland ist in Abbildung 5 dargestellt.

Eine wichtige Option ist die bedarfsorientierte Einspeisung von regelbaren Energiebe-reitstellungstechnologien. Die bedarfsorientierte Einspeisung kann sich dabei an Preisen an der Börse oder aber an der Auslastung von Netzen orientieren. Die resultierenden Betriebsweisen müssen sich nicht zwangsläufig ergänzen, sie können sich ggf. sogar gegenseitig negativ beeinflussen oder ausschließen.

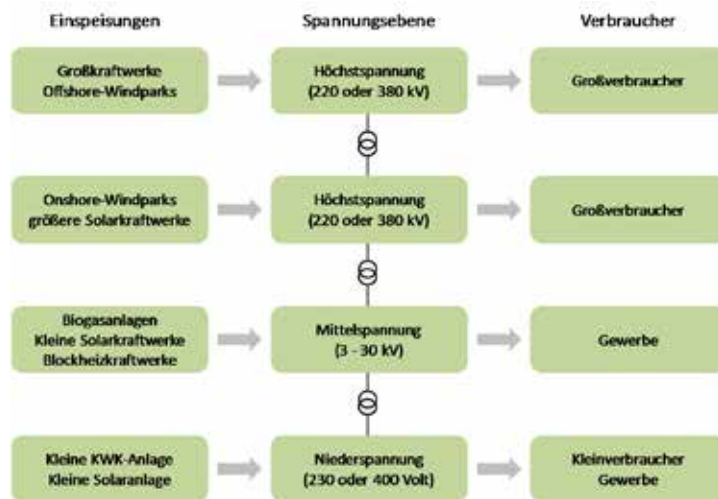


Abb. 5: Vereinfachte schematische Darstellung der Spannungsebenen in Deutschland (verbunden über Transformatoren) sowie der zugehörigen Einspeisungen und Verbraucher (angepasst nach Paschotta 2017)

Durch den steigenden Beitrag der Einspeisung in die unterrangigen Netzbereiche müssen diese ausgebaut werden und die Rückspeisung in den übergeordneten Netzen berücksichtigt werden. Gerade in diesen Netzen bietet es sich daher an, die Einspeisung so zu koordinieren, dass die vorhandenen Kapazitäten optimal genutzt, aber nicht überlastet werden.

In dem Vorhaben wurde untersucht, ob die intelligente Einbindung von Flexibilitätsoptionen im Vergleich zum herkömmlichen Netzausbau ökonomisch vorteilhaft ist. Dazu wurden insgesamt 5 Mittelspannungsumspannbezirke (20 kV) untersucht. Für diese 5 Netzbereiche wurden Szenarien berechnet, um aufzuzeigen, wie der Einsatz flexibler Bioenergieanlagen zukünftig netztechnisch zu bewerten ist und wie sich die resultierenden Kosten im Vergleich zum Einsparpotenzial für Netzausbaumaßnahmen bis zum Jahr 2025 ökonomisch darstellen. Dazu erfolgte die Entwicklung eines Bewertungsansatzes für einen Vergleich der Flexibilitätsoption „flexible Bioenergie mit proaktiven Einspeisemanagement (*paEinsMan*)“ gegenüber dem ausschließlichen Stromnetzausbau. Nachfolgend werden in Tabelle 1 die technischen Charakteristika eines Umspannwerksbezirkes in Norddeutschland sowie in Ostdeutschland näher vorgestellt.

Die Arbeitshypothese war, dass im Vergleich zur bisherigen Fahrweise zusätzliche Kosten des „intelligenten“ Einspeisemanagements *paEinsMan* auf Seiten der im Netz angeschlossenen Biogasanlagen durch Einsparungen auf Seiten des Netzbetreibers überkompensiert werden können und es somit volkswirtschaftlich vorteilhaft sein kann, diese Option dem Netzausbau vorzuziehen bzw. sie permanent ergänzend zum Netzausbau einzuplanen.

Tabelle 1: Eigenschaften der verwendeten Umspannwerksbezirke in Ost- und Norddeutschland (Trommler et al. 2016a)

Parameter	Umspannwerksbezirk Ostdeutschland		Umspannwerksbezirk Norddeutschland	
Netztyp	mehrfache Ringnetze		Strahlennetz	
Gesamte Kabellänge	17 km		83 km	
Angeschlossene Last	Photovoltaik	29 MW	Photovoltaik	12 MW
	Wind	0 MW	Wind	42 MW
	Biogas	6,7 MW	Biogas	16 MW
	andere erneuerbare Energien	7 MW	andere erneuerbare Energien	0 MW
	konventionelle Energien	12 MW	konventionelle Energien	0 MW
Maximale Nachfrage (davon 30 %)	14 MW (4,2 MW)		46 MW (14 MW)	
	Alle Rechnungen wurden mit einer minimalen Stromnachfrage von 4,2 MW durchgeführt.		Alle Rechnungen wurden mit einer minimalen Stromnachfrage von 14 MW durchgeführt.	
Transformatoren	2 x 31,5 MVA		1x 63 MVA, 1 x 50 MVA, 1 x 40 MVA	

Die Netzbelastung wird durch den Umstand, dass rein stromgeführte Anlagen gleichzeitig zu Zeiten hoher Wind- und Solarstromerzeugung Strom ins Netz einspeisen könnten und sich damit für die installierte Erzeugungsleistung ein hoher Gleichzeitigkeitsfaktor ergibt. Die sich daraus ergebenden Phasen hoher gleichzeitiger Einspeisung resultieren in hohe Netzbelastungen und sind damit maßgebend für den zusätzlichen Netzausbau.

Das konventionelle Einspeisemanagement (*EinsMan*) regelt nach Bedarf ab, wenn kurzfristig Grenzwertverletzungen (z. B. Nichteinhaltung vorgeschriebener Spannungsbänder, Überlastung von Transformatoren usw.) für Netzbetriebsmittel (z. B. Mittelspannungskabel, Transformatoren usw.) zu erwarten sind. Das konventionelle *EinsMan* setzt einen für alle angeschlossenen Kapazitäten ausreichenden Netzausbau voraus und wird nach einem klassischen Netzausbau nur in Ausnahmefällen noch benötigt, da dann die Netzengpässe beseitigt sind.

Mit dem Konzept proaktives Einspeisemanagement können dagegen steuerbare Erzeugeranlagen (im Projekt flexible Biogasanlagen) proaktiv, d. h. zum Beispiel 24 Stunden im Voraus dazu genutzt werden, sich anbahnende Grenzwertverletzungen bereits im Vorfeld durch die Verlagerung ihrer Einspeisekapazitäten (z. B. in Tagesrand- und Nachtzeiten) zu vermeiden. Es stellt somit in der Planung von Netzkapazitäten eine Möglichkeit dar, potenzielle Engpässe, die einen Netzausbau erfordern würden, zu reduzieren.

Liegen im Betrieb dann keine Netzengpasssituationen vor, können die flexiblen Biogasanlagen ihren Strom zu den bestmöglichen Preisen an der Strombörse einspeisen.

Im Netzbetrieb sind für den Verteilnetzbetreiber die Instrumente Netzausbau plus konventionelles *EinsMan* und *paEinsMan* gleich effektiv. Das *paEinsMan* erfordert aller-

dings einen höheren Kommunikations- und vor allem Koordinationsaufwand mit den beteiligten Akteuren und lässt sich nur rechtfertigen, wenn dafür der Netzausbaubedarf überproportional gesenkt werden kann.

Somit erfolgt kein Vergleich zwischen dem konventionellen *EinsMan* und dem *paEinMan*, sondern ein deutlich reduzierter Netzausbau mit dem *paEinsMan*.

Im Projekt wurde untersucht, wie sich die unterschiedlichen Betriebsweisen der Anlagen auf relevante Netzparameter auswirken. Durch diese vergleichende Analyse wurden die Effekte des zielgerichteten und netzschonenden Einsatzes der Flexibilität sowie mögliche Kosteneinsparungen auf Ebene der Stromnetze herausgearbeitet. Insgesamt erfolgte das auf Basis von fünf Szenarien:

- das Basisszenario für 2015 (Szenario I 2015 Status quo)
- zwei Szenarien für 2020
- Szenario II 2020 25-%-Biogas-Stromeinspeisung und
- Szenario IIIa/b 2020 100-%- bzw. 25-%-Biogas-Stromeinspeisung
- zwei Szenarien für 2025
- Szenario IVa/b 2025 100-%- bzw. 25-%-Biogas-Stromeinspeisung und
- Szenario Va/b 2025 100-%- bzw. 25-%-Biogas-Stromeinspeisung inklusive Power-to-Gas (PtG).

Durch die Berechnung verschiedener Szenarien für 2020 und 2025 wurde aufgezeigt, wie unterschiedlich sich der Einsatz flexibler Erzeuger auswirkt. In einem weiteren Schritt wurden Annahmen bezüglich der möglichen Flexibilisierungsgrade der in diesen Bezirken installierten Biogasanlagen getroffen. In den Szenarien wurden jeweils für dieselben Jahre einerseits flexible Biogasanlagen, die strompreisorientiert einspeisen und andererseits Biogasanlagen bewertet, die zusätzlich zur Strompreisorientierung Netzrestriktionen bei der flexiblen Stromeinspeisung berücksichtigten und damit nicht immer höchste Marktpreise realisieren können, wie in Abbildung 6 dargestellt ist.

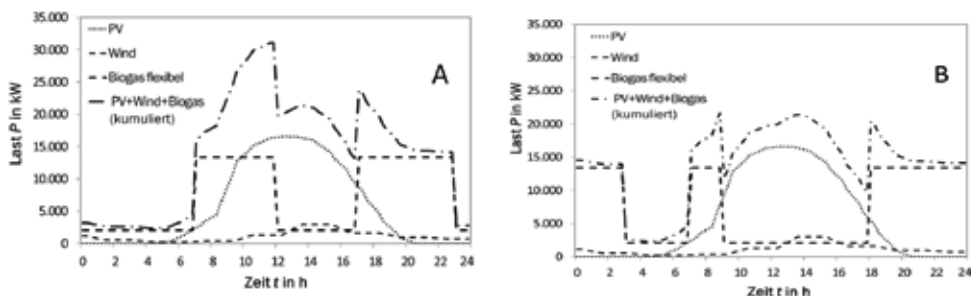


Abb. 6: Modellierter Lastgang bei flexiblem BGA-Betrieb (EPEX-orientiert), im Vergleich: (A) ohne und (B) mit Berücksichtigung von Netzrestriktionen (Trommler et al. 2016a)

Als Ergebnis der berechneten Netzparameter sind die entsprechenden relativen Veränderungen für den Umspannwerksbezirk Norddeutschland in Tabelle 2 angegeben.

Tabelle 2: Relative Veränderungen der berechneten Netzparameter für den Umspannwerksbezirk Norddeutschland – dargestellt sind die relativen Veränderungen, die sich aus der Einspeisung von 25-%- im Vergleich zu 100-%-Biogasstrom ergeben (vereinfacht nach Trommler et al. 2016a)

Szenarien UW-Norddeutschland	Kabelauslastung (Strom) in %	Transformatoren – Auslastungsrate (Scheinleistung)		
		Trafo 1 in %	Trafo 2 in %	Trafo 3 in %
IIIa 2020 Biogas 100 % Last	130	72	72	99
IIIb 2020 Biogas 25 % Last	99	50	71	73
Reduktion der Parameter bedingt durch 25 % statt 100 % Stromeinspeisung aus Biogas	23,85	30,56	1,39	26,26
IVa 2025 Biogas 100 % Last	145	86	73	122
IVb 2025 Biogas 25 % Last	120	65	71	99
Reduktion der Parameter bedingt durch 25 % statt 100 % Stromeinspeisung aus Biogas	17,24	24,42	2,74	18,85

In Hinblick auf die ökonomische Bewertung sind besonders die Auslastungsgrade von Kabeln und Transformatoren von Bedeutung. Bei Trafo 1 und 3 ist für den Umspannwerksbezirk Norddeutschland eine hohe Minderung der Auslastung von bis zu 30 % festzustellen. Für Trafo 3 führt die Minderung auch dazu, dass dieser aus einer errechneten Überlastung (99 %) wieder im Bereich seiner Nennleistung betrieben werden kann (73 %). Auch können die Verluste sowie die Rückspeisung von Wirkleistung in die übergeordnete 110-kV-Ebene signifikant (ca. 20 %) reduziert werden. Bei den Spannungsbändern sind soweit keine signifikanten Änderungen festzustellen, da es lediglich im unteren Bereich für das 25-%-Biostromszenario zu einer leichten Anhebung (ca. 1 %) kommt.

Ökonomischer Bewertungsansatz

Unter Verwendung eines im Projekt entwickelten ökonomischen Bewertungsansatzes für eine Opportunitätskostenrechnung wurde untersucht, welche Einsparpotenziale sich beim zukünftigen Netzausbau gegenüber den Aufwendungen für die Implementierung und die Umsetzung des *paEinsMan* inklusive den Kosten sowie die entgangenen Erlöse einer netzdienlichen Betriebsweise der Biogasanlagen realisieren lassen. Als Ergebnis lässt sich festhalten, dass die Opportunitätskosten inklusive der Kosten zur Implementierung und dem Betrieb des *paEinsMan* für flexible Biogasanlagen deutlich, d. h. mindes-

tens um den Faktor 5, unterhalb der Kosten für den Netzausbau liegen. Somit liegt durch die Anwendung eines *paEinsMan*, auch in Kombination mit einem reduzierten Netzausbau, ein erhebliches Einsparpotenzial vor (Trommler et al. 2016a).

Energiewirtschaftlicher Rechtsrahmen

Der derzeitige regulatorische Rahmen in Deutschland erlaubt keine rechtssichere Einführung eines *paEinsMan* auf Verteilnetzebene. Ein möglicher Ansatzpunkt für eine entsprechende Weiterentwicklung des Rechtsrahmens wäre eine Diskussion über die Vor- und Nachteile der Bereitstellung und Nutzung von Flexibilitätsoptionen auf Verteilnetzebene. Zudem bedarf es einer Abgrenzung des *paEinsMan* gegenüber etablierten Systemen auf Übertragungsnetzebene wie die Erbringung von Regelenergie und anderen Systemdienstleistungen.

Im EEG bestünde ein erheblicher Anpassungsbedarf, um die Einführung eines *paEinsMan* für Verteilnetz- und Biogasanlagenbetreiber sowie für Direktvermarkter möglich zu machen. Denkbar wäre allerdings, dass die Verteilnetzbetreiber über die bestehenden rechtlichen Regularien (EnWG, StromNZV, StromNEV, ARegV) durchaus die Kosten für ein *paEinsMan* über die Netzentgelte entsprechend umlegen könnten. Damit könnte das *paEinsMan* als gleichwertige Maßnahme zum Netzausbau in die entsprechenden Regelwerke aufgenommen werden. Die umzulegenden Kosten beziehen sich dabei weniger auf die Energiebereitstellung als solche, sondern vielmehr auf die Aufwendungen für die IT-Infrastruktur, den Personalaufwand und die Implementierung der vertraglichen Regelungen, um alle beteiligten Akteure intelligent und aufeinander abgestimmt, einzubinden.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Flexibilisierung von Biogasanlagen in einem breiten Bereich technisch möglich ist und zum Teil bereits in der Praxis realisiert wird. Existierende Märkte werden bedient, wenn sich damit höhere Einnahmen erzielen lassen. Limitierungen hinsichtlich der „Qualität“ der Flexibilisierung liegen in den technischen Grenzen der Dimensionierung der Gasverwertung, der vorgeschalteten Anlagenkomponenten sowie den Möglichkeiten den Betrieb umzustellen. Insbesondere Fütterungs- und Gasspeichermanagement sind zu empfehlen, da damit Optimierungen hinsichtlich Flexibilität, Betriebssicherheit und Effizienz möglich sind. Dieses Potenzial sollte auch im Hinblick auf eine „Post-EEG-Ära“ ausgebaut werden. Denn neben den technischen bzw. anlagenseitigen Flexibilisierungsmöglichkeiten zeigt sich auch, dass durch die netzdienliche Leistungsreduktion von Biogasanlagen der notwendige Netzausbau reduziert werden kann und somit erhebliche Investitionen in den zusätzlichen

Netzausbau eingespart werden können. Weiterhin kann eine zeitvariable netztechnische Limitierung der flexiblen Biogaseinspeisung (maximal 25 % P_{inst}) im Rahmen des *paEinsMan* in Zeiten hoher Einspeisung aus Wind- und Solarenergieanlagen zur Verbesserung von netztechnischen Parametern führen, wie z.B. Reduktion der Transformator- und Kabelauslastung sowie Netzverlusten. Es fehlen allerdings noch energierechtliche Regularien, die eine Kompensation der Kosten eines proaktiven Einspeisemanagements auf Erzeugerseite ermöglichen.

Literatur

- Ahern, E.P.; Deane, P.; Persson, T.; Ó Gallachóir, B.; Murphy, J.D. (2015): A perspective on the potential role of renewable gas in a smart energy island system. *Renew. Energy* 78, pp. 648–656
- Barchmann, T.; Mauky, E.; Dotzauer, M.; Stur, M.; Weinrich, S.; Jacobi, F.H.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2016): Erweiterung der Flexibilität von Biogasanlagen – Substratmanagement, Fahrplansynthese und ökonomische Bewertung, *Landtechnik* 71, S. 233–251
- Faßauer, B.; Schwarz, B. (2014): PROKOSYS: Prozesse, Komponenten und Systeme für den flexibilisierten Betrieb von Biogasanlagen unter Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe, DBFZ-Jahrestagung, Vol. 1., S. 173–177
- Großmann, J.; Hilde, H. (2008): Neue Systeme der Biogaserzeugung: Zweistufige Trocken-Nass-Vergärung mit getrennter Hydrolyse – das GICON-Verfahren. DGfZ-Schriftenreihe, Vol. 53
- Hahn, H.; Ganagin, W.; Hartmann, K. (2014): Flexible biogas production with the ReBi Biogas plant configuration for balancing power generation – A comparison of flexible biogas production with biogas storing configuration. *Proceedings of 22nd European Biomass Conference and Exhibition*, pp. 526–529
- Lemmer, A.; Krümpel, J. (2017): Demand-driven biogas production in anaerobic filters, *Appl. Energy* 185, Part 1, pp. 885–894
- Liebetrau, J.; Stur, M.; Mauky, E.; Dotzauer, M.; Trommler, M.; Denysenko, V. (2015): Möglichkeiten der flexiblen Strombereitstellung bei Biogasanlagen, Tagungsband zum FNR/KTBL-Kongress „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“ am 22./23.09.2015 in Potsdam, KTBL-Schrift 508, Hrsg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt, S. 53–67
- Mauky, E.; Weinrich, S.; Nägele, H.-J.; Jacobi, H. F.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2016): Model Predictive Control for Demand-Driven Biogas Production in Full Scale, *Chem. Eng. Technol.* 39, pp. 652–664
- Mauky, E.; Jacobi, H. F.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2015): Flexible biogas production for demand-driven energy supply – Feeding strategies and types of substrates, *Bioresour. Technol.* 178, pp. 262–269
- Mauky, E.; Weinrich, S.; Jacobi, H. F.; Nägele, H. J.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2017): Demand-driven biogas production by flexible feeding in full-scale – Process stability and flexibility potentials, *Anaerobe*, accepted

- Paschotta, R. (2017): Stromnetz.<https://www.energie-lexikon.info/stromnetz.html>, Zugriff am 1. Juni 2017
- Trommler, M.; Dotzauer, M.; Bachmann, T.; Matthischke, S.; Brosowski, A. (2016a): Regio-balance – Bioenergieflexibilisierung als regionale Ausgleichsoption in deutschen Stromverteilernetzen, Endbericht, DBFZ, S. 4–44
- Trommler, M.; Barchmann, T.; Dotzauer, M.; Cieleit, A. (2016b): Can Biogas Plants Contribute to lower the Demand for Power Grid Expansion, Chem. Eng. Technol. 40, pp. 359–366

Systemtransformation durch Erbringung von Systemdienstleistungen mittels Biomasseanlagen

UWE HOLZHAMMER, NORMAN GERHARDT, MATTHIAS PHILLIP

Zusammenfassung

Im Projekt „Symbiose“ wurde der Einfluss des BiomasseParks auf das Energiesystem mit starkem Fokus auf die Wechselwirkung mit der residualen Stromversorgung und der kosteneffizienten Integration von fluktuierenden Erneuerbaren Energien untersucht. Dabei haben konventionelle Kraftwerke in der Vergangenheit nicht „nur“ die Strommengen zum Bedarfszeitpunkt sicher bereitgestellt, sondern auch unterschiedlichste Aufgaben zur Stützung der Stromübertragung bzw. Systemdienstleistungen übernommen. Als Voraussetzung für die Simulation wurde angenommen, dass derzeit noch bestehende Hemmnisse für ein lastunabhängiges Verhalten von konventionellen Kraftwerken, welche separat in dem Vorhaben untersucht wurden, bis zum Jahr 2025 beseitigt werden können.

Die Ergebnisse zeigen, dass auch noch unter diesen im Sinne der Energiewende progressiven Voraussetzungen der Einfluss eines flexiblen BiomasseParks zu einer Reduzierung von konventioneller Erzeugungsleistung, insbesondere Kondensationskraftwerksleistung, führt, um die gesicherte Leistung zur Residuallastversorgung zu gewährleisten. Auch der Bedarf an Stromspeicherung und somit die notwendige Aktivität der Speicher sinkt entsprechend. Somit können durch die Vermeidung von EE-Abregelungen und von Speicherverlusten dem Energiesystem zusätzliche EE-Strommengen zur Nutzung bereitgestellt werden.

Die Bereitstellung von Regelleistung (RL) durch den BiomassePark und entsprechenden Abrufen führt zu einem höheren Angebot an RL zur Deckung des Bedarfs, was wiederum eine kostenoptimalere Deckung des Bedarfs erwarten lässt. Die Flexibilisierung des BiomasseParks steigert das RL-Potenzial und auch den Anteil an den Abrufen relevant. Der BiomassePark beteiligt sich insbesondere am positiven RL-Bedarf und kann eine dominante Rolle beim Abruf einnehmen. Anlagen die feste Biomasse einsetzen spielen bei der RL-Bereitstellung eine untergeordnete Rolle, im Vergleich zum gesamten BiogasPark.

Die Bereitstellung von Blindleistung (BL) auf der Mittelspannungsebene durch den BiomassePark kompensiert, in Abhängigkeit vom zukünftigen Bedarf an BL auf dieser Ebene, umfangreiche zusätzlich notwendige BL-Quellen. Insbesondere bei der Blindleistungsbereitstellung kann ein flexibler BiomassePark eine größere Rolle (mit 1 bis 2,7 GV_{ar}) übernehmen. Bei der Lieferung von Blindarbeit bleibt der Beitrag zwischen unflexiblen und flexiblen BiomassePark annähernd gleich.

1 Einführung

Eine Energiebereitstellung mit hoher Versorgungssicherheit klimaschonend und kosteneffizient zu organisieren, ist der Kern der Energiewende. Um diese Ziele zu erreichen, müssen erneuerbare Erzeugungskapazitäten entsprechend integriert werden, was zu einem Rückgang konventionell betriebener Kraftwerke führt. Diese haben in der Vergangenheit nicht „nur“ die Strommengen zum Bedarfszeitpunkt sicher bereitgestellt, sondern auch unterschiedlichste Aufgaben zur Stützung der Stromübertragung übernommen. Die dafür notwendigen Systemdienstleistungen (SDL) für eine verlässliche Stromübertragung befinden sich ebenfalls im Wandel, worauf sich Netzbetreiber, Stromerzeuger ebenso wie Stromnutzer gleichermaßen vorbereiten müssen.

Die Bereitstellung von SDL führt in dieser, durch stark wachsende Anteile an fluktuierenden Erzeugern veränderten, „Welt“ zu lastunabhängigen Verhalten von Erzeugungskapazitäten. Dieses Verhalten führt zu Erzeugungsleistungen, welche betrieben werden (müssen), obwohl der (residuale) Strombedarf ein anderes Signal setzt.

Der aktuelle Strompreisverlauf mit Phasen negativer Preise deutet konkret diese Inflexibilität der Erzeugung und des Verbrauches an, insbesondere die Tatsache, dass die Erzeugung Erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland bis Ende 2016 noch nie den Strombedarf überschritten hat (und darüber hinaus auch ein Bedarf an Strom bei unseren europäischen Nachbarn besteht, der ebenfalls durch EE-Strommengen bedient werden kann).

Der aktuelle Grund für den Effekt von negativen Preisen – als Indikator für zu hohes Angebot an Strom bei zu geringer Nachfrage – kann teilweise im lastunabhängigen Verhalten von einem Teil der Erzeugungskapazitäten (z. B. Industrie-Eigenstromversorgungs-KWK-Anlagen oder Braunkohle-Kraftwerke) gesucht werden. Auf eine detaillierte Darstellung, durch das IZES Saarbrücken durchgeführt, wird im Rahmen dieser Ausarbeitung verzichtet und auf den Abschlussbericht des Vorhabens „Symbiose“ verwiesen.

Die flexible Stromproduktion mittels Biomasse ist grundsätzlich in der Lage, zur Residuallastdeckung und zur Stützung der Stromübertragung beizutragen. Die Rückwirkungen auf das Energiesystem bzw. auf den konventionellen Kraftwerkpark sind vielschichtig und grundsätzlich abhängig von den verfügbaren flexiblen Strommengen und der dazu gehörigen installierten Leistung. Die Übernahme von Systemdienstleistungen von Biomasseanlagen führt zur Möglichkeit des Ersatzes der konventionellen Erzeugungsleistungen. Wodurch erwartet werden kann, dass sich diese Erzeugungsanlagen – welche frei sind von der Bereitstellung von SDL und ohne daraus resultierende Restriktion – an der Residuallastversorgung kostenoptimaler beteiligen.

Der Sachverhalt des Indikators negativer Preise und die Tatsache, dass die Förderung der Bioenergie sehr kontrovers diskutiert wird, wurden zum Anlass genommen, das Vorhaben „Symbiose“ zu starten. Symbiose gibt generell Aufschluss über die Gründe eines lastunabhängigen Verhaltens von elektrischen Kapazitäten. Darüber hinaus liefert das Vorhaben Ergebnisse (welche den Schwerpunkt der vorliegenden Ausführung darstellen) zum Einfluss des BiomasseParks – in seinen unterschiedlichen technischen Ausführungen (Strommengen, Flexibilität, SDL-Bereitstellung) – auf die Energieversorgungsstruktur. Auf Basis dieser Informationen kann die zukünftige Rolle des BiomasseParks im Energieversorgungssystem präziser beschrieben werden.

2 Methode

Um diese Forschungsfragen zu beantworten, wurden systematische Untersuchungen des Energiesystems, der Märkte und regulatorischen Rahmenbedingungen, der etablierten Prozesse usw. vorgenommen und die möglichen Anpassungspotenziale ermittelt.

Darüber hinaus wurde eine umfangreiche Simulation des Energiesystems, welche den Bedarf an SDL berücksichtigt, vorgenommen, um die Wirkung des BiomasseParks auf eine Reduzierung von lastunabhängigem Verhalten zu bewerten. Es wird der Einfluss unterschiedlicher Verhaltensweisen der Bioenergieanlagen im Jahr 2025 auf die konventionellen Kraftwerke und deren Betriebsweise untersucht. Dabei wurden insbesondere die beiden Indikatoren Abregelung von Erneuerbaren Energien und Speicherbetrieb und die damit verbundenen Verluste genutzt. Eine Simulation des Stromnetzes wurde nicht vorgenommen. Die Ergebnisse werden in diesen Artikel überblicksartig vorgestellt.

Zur Abbildung des volkswirtschaftlichen Nutzens, der durch die Teilnahme von Bioenergie am Regelleistungsmarkt entsteht, wird das am Fraunhofer IWES entwickelte Simulationsmodell zur Kraftwerkseinsatzplanung für Deutschland und Europa verwendet. Im Folgenden sollen dazu vorab die verwendeten Modelle kurz beschrieben werden und anschließend der Szenariorahmen für das verwendete Zielszenariojahr 2025 vorgestellt werden. Im Rahmen dieses Projektes erfolgte eine Ergänzung um eine weitere Rahmenbedingung der Blindleistungskompensation. Die präzise Modellbeschreibung ist dem Abschlussbericht (Holzhammer et al. 2016) zu entnehmen.

Als Voraussetzung für die Simulation wurde angenommen, dass die erarbeiteten regulatorischen, rechtlichen und marktorganisatorischen Hemmnisse bis zum Jahr 2025 beseitigt werden können. Das Modell setzt somit einen funktionierenden Markt, in dem die Nachfrage effizient vom Angebot gedeckt wird, voraus.

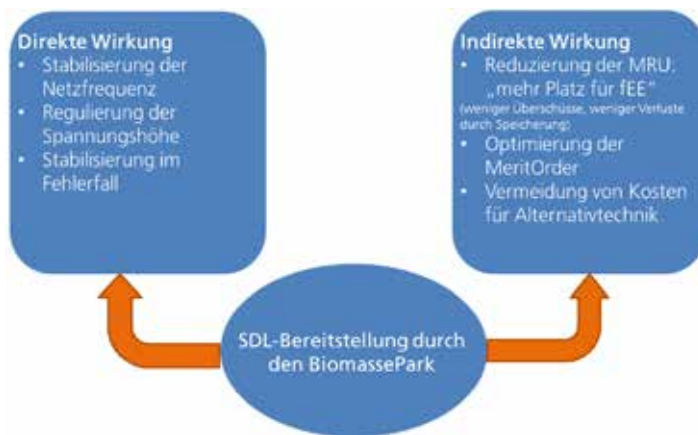


Abb. 1: Schematische Darstellung der Wirkung von SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark (MRU – MustRunUnit = lastunabhängig betriebene Kraftwerksleistungen)

Der Einfluss des BiomasseParks auf das Energiesystem mit starkem Fokus auf die Wechselwirkung mit der residualen Stromversorgung und der kosteneffizienten Integration von fluktuierenden Erneuerbaren Energien wurde in den Untersuchungen in indirekte und direkte Wechselfelder unterteilt und untersucht. Die nachfolgende Abbildung 1 zeigt dafür Beispiele auf (die Stabilisierung im Fehlerfall, wie die Bereitstellen von Kurzschlussleistung, Schwarzstartfähigkeit und Inselnetz-Versorgung spielt in der Modellierung keine Rolle und wird deshalb nicht näher beschrieben, aber der Vollständigkeit halber in der Abbildung aufgezählt).

Der BiomassePark stellt im Rahmen der Untersuchungen für das Jahr 2025 Flexibilität – also steuerbare und sichere elektrische Kapazität – und dass mit der Flexibilität verbundene SDL-Potenzial (Regelleistung: RL zur Stabilisierung der Netzfrequenz und Blindleistung: BL zur Regulierung der Spannungshöhe) dem Energiesystem bereit. Im Rahmen der gemischt ganzzahlig linearen Simulation der Kraftwerkseinsatzoptimierung wird das kostenoptimale Verhalten aller Erzeugungskapazitäten ermittelt, unter der Randbedingung, dass die Stromnachfrage und der unterstellte Bedarf an SDL (BL und RL) in jeder Stunde eines Jahres (mindestens) gedeckt wird.

3 Annahmen zum BiomassePark

Die unterschiedlichen Varianten unterscheiden den Blindleistungsbedarf zwischen V1 (hoher BL-Bedarf) über V2 (mittlerer BL-Bedarf) bis hin zu V3 mit niedrigem Blindleistungsbedarf. Abbildung 2 zeigt die Varianten in einer systematischen Darstellung. Die Variation ermöglicht den Einfluss der Blindleistungshöhe auf das Ergebnis zu diskutieren.



Abb. 2: Variantenbaum Einfluss der Blindleistung

Eine weitere in der Simulation berücksichtigte SDL stellt die Regelleistung dar, welche durch die Biomasseanlagen zum Teil in Bezug auf das Gesamtsystem bereitgestellt werden kann. Der Gesamtbedarf an Regelleistung wird im Rahmen der Simulation nicht variiert und ist somit bei allen Varianten des BL-Bedarfs (V1 bis V3) unverändert.

In Summe stellen der BL-Bedarf und der RL-Bedarf den SDL-Bedarf (Abb. 3) in der Simulation dar, welcher über die Kraftwerke, über die Pumpspeicherkraftwerke (PSW) und den BiomassePark im Jahresverlauf zusätzlich zur Residuallast, kostenoptimal gedeckt werden muss.

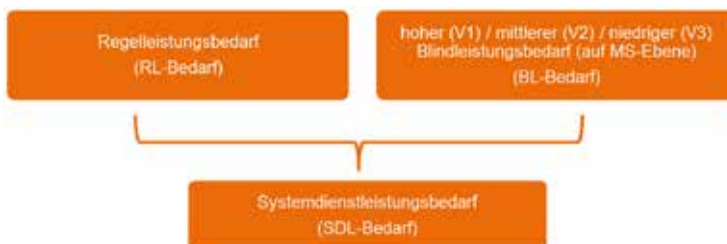


Abb. 3: Der Regelleistungsbedarf und der Blindleistungsbedarf stellen zusammen in der Simulation den Systemdienstleistungsbedarf dar

Auf die Herleitung und die Benennung der Höhe des unterstellten BL-Bedarfs und des RL-Bedarfs wurde im Rahmen dieser Veröffentlichung verzichtet, da diese Ausführungen den verfügbaren Umfang überschreiten würden. Auch hier wird auf den Abschlussbericht verwiesen, welcher dies ausführlich beschreibt.

Neben der Höhe des Blindleistungsbedarfs als Teil der SDL werden die Kennwerte des BiomasseParks verändert. In unterschiedlichen Szenarien werden der Grad der Flexibilität und die Jahressumme der biogenen Stromerzeugung zwischen 40 und 20 TWh/a variiert. Dabei wird ein gleicher EE-Anteil durch zusätzlichen Windstrom bei weniger Biomassestromerzeugung gewährleistet. Abbildung 4 zeigt systematisch die Deckung des SDL-Bedarfs durch den BiomassePark, in Abhängigkeit der unterstellten Biomassesenarien SZ1, SZ2 und SZ3. Der BiomassePark weist ein Potenzial auf, einen Teil des SDL-Bedarfs zu decken. Die Optimierung der Simulation des Energiesystems wird entsprechend auf diese Option (SDL bereitzustellen) zurückgreifen, wenn dies zu einem kostenoptimalen Ergebnis führt.

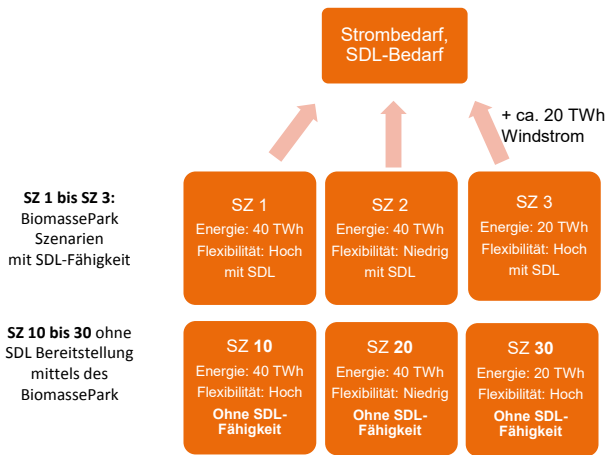


Abb. 4: Biomasseanlagen im Jahre 2025 werden in Hinblick auf Flexibilität und Stromerzeugungsmenge variiert, die Szenarien SZ 10 bis SZ 30 beschreiben einen BiomassePark, welcher nicht die Fähigkeit besitzt SDL dem Energiesystem bereitzustellen (für die Analyse des Einflusses der SDL Bereitstellung über den BiomassePark)

In Abbildung 5 werden die Kennwerte des BiomasseParks in den unterschiedlichen Szenarien übersichtlich dargestellt. Hierbei wird unterschieden zwischen dem Teil BiogasPark und dem Teil BMHKW (Biomasse-Heizkraftwerk) mit spezifisch anderen Eigenschaften der Stromproduktion.

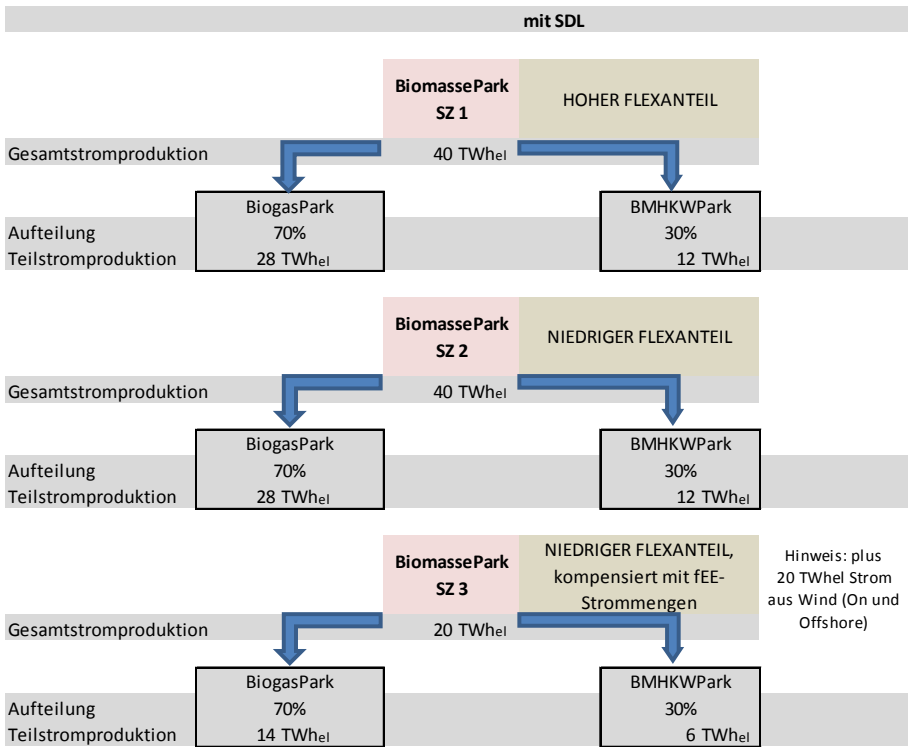


Abb. 5: Aufstellung der Annahmen und Unterteilung der untersuchten BiomasseParks, Erklärung der Szenarien: SZ1 bis SZ3

4 Ergebnisse

Der BiomassePark stellt Flexibilität – also steuerbare und sichere elektrische Kapazität – und das (mit dieser Flexibilität verbundene) SDL-Potenzial (BL und RL) dem Energiesystem bereit. Im Rahmen der Simulation des Energiesystems mit dem Modell SCOPE vom Fraunhofer IWES wird das kostenoptimale Verhalten aller Erzeugungskapazitäten ermittelt, unter der Randbedingung, dass die Stromnachfrage und der unterstellte Bedarf an SDL (BL und RL) in jeder Stunde eines Jahres (mindestens) gedeckt wird. Die Analysen unterscheiden, wie anfangs erläutert, zwischen direkten und indirekten Wechselfeldern.

Die Flexibilität des BiomasseParks, als eine in der Simulation vorrangig behandelte erneuerbare Energieform, wirkt sich auf die Kraftwerksreihenfolge aus. Vorrangig heißt

das, dass Strom aus Biomasse in der Simulation vorrangig behandelt wird und somit in jedem Fall die gesamten unterstellten Strommengen im Jahresverlauf dem Energiesystem zur Deckung der Residuallast zugeführt werden kann. Folgende Szenarien, jeweils mit der technischen Möglichkeit SDL bereitzustellen, werden unterstellt: 40 TWh_{el} (SZ1 und SZ2) bzw. 20 TWh_{el} (SZ3). Ebenso vorrangig werden die anderen erneuerbaren Strommengen behandelt, mit dem Unterschied, dass fluktuierende Erneuerbare Energien (Wind, PV) stark von Witterungsbedingungen abhängig sind. Verändert sich die Flexibilität dieser Strommengen nach den unterstellten Szenarien und die Fähigkeit die Nebenbedingungen RL-Bedarf und BL-Bedarfs zu decken, verändern sich gleichzeitig die kostenoptimalen Kraftwerksreihenfolgen. Dadurch ändern sich wiederum die Abregelung von EE-Strommengen, der Speicherbetrieb und somit die Speicherverluste, der zur Residuallastdeckung genutzte Kraftwerkspark, der Strommix usw.

Indirekte Wirkung

Die Beschreibung und Untersuchung der indirekten Wirkung der SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark in seiner unterschiedlichen Ausführung adressiert verschiedene Kennwerte des Energieversorgungssystems (z.B. Reduzierung des lastunabhängigen Verhaltens, Optimierung der Merit-Order). Die indirekte Wirkung kann nur schwer von direkten Wechselwirkungen, z.B. der flexiblen Bereitstellung von elektrischen Leistungen durch den BiomassePark, getrennt werden. Ebenso beeinflussen sich die Bereitstellung von BL und RL gegenseitig, sodass ein Herauslösen der Wirkung einer SDL auf das Energiesystem als kein alleinstehender Teilaspekt beschrieben werden kann. Ebenso spielen, wie beschrieben, der Bedarf an Residuallast und der restliche Kraftwerkspark eine Rolle, wie auch der Bedarf an Wärme (welcher mit den KWK-Erzeugungsanlagen z.T. gedeckt wird). Um die Gesamtwirkung zu beschreiben, werden BL- und RL-Bedarfsdeckung gleichzeitig mit Residuallastversorgung simuliert. Durch die Unsicherheit bezüglich des BL-Bedarfs auf der Mittelspannungsebene wird, wie beschrieben, der Gesamtbedarf auf dieser Ebene durch die Varianten V1 bis V3 variiert.

Als indirekter Einfluss gilt die Reduktion des Bedarfs an konventionellen Kraftwerken zur SDL-Bereitstellung und den mit dieser Begründung rückläufigen Betrieb dieser Anlageneistung in Phasen mit hohen fluktuierenden EE-Angeboten. Somit kann indirekt positiver Einfluss auf lastabweichendes Verhalten der konventionellen Anlagen genommen und dieses (unflexible) Verhalten reduziert werden. Die konventionellen Erzeuger werden stärker in die Lage versetzt sich – durch die Entlastung von der SDL-Bereitstellung – kostenoptimaler an der Residuallastversorgung zu orientieren.

Liefert der BiomassePark nun SDL, so verändert sich die zur Versorgung der Residuallast notwendige noch zu betreibende Kraftwerkszusammensetzung nur unwesentlich (wie Abb. 6 zeigt). Je kleiner die Flexibilität und die Strommengen des BiomasseParks,

desto mehr sinkt dieser geringe Einfluss noch weiter ab. Die indirekte Wirkung der SDL-Bereitstellung des BiomasseParks auf das Betriebsverhalten der konventionellen und die damit verbundenen kostenoptimalen Ergebnisse ist somit auf niedrigem Niveau. Ein Effekt, aufgrund dessen die indirekte Wirkung auf niedrigem Niveau liegt ist, dass zum einen zwar die konventionellen Kraftwerke in der Simulation durch die SDL-Bereitstellung des BiomasseParks flexibler werden, aber im nahezu gleichem Maße der BiomassePark unflexibler – so werden die positiven Effekte zu einem relevanten Teil kompensiert. Auf eine detaillierte Aufführung wird deshalb in diesen Zusammenhang verzichtet und auf den Abschlussbericht verwiesen. Die Abbildung 6 zeigt den Vergleich zwischen unterschiedlich technisch ausgestatteten BiomasseParks (SZ1 und SZ2 mit 40 TWh) im Vergleich mit den BiomassePark (SZ30 mit 20 TWh, ohne SDL-Bereitstellung) – Szenarieneschreibung siehe dazu auch Abbildung 5.

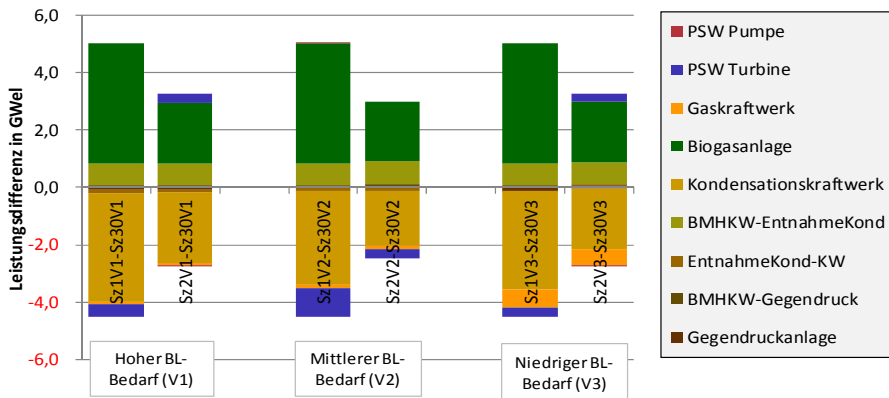


Abb. 6: Änderung der Zusammensetzung der betriebenen elektrischen Kapazität zur Residuallastdeckung in Abhängigkeit der Flexibilität eines BiomasseParks mit 40 TWh (SZ1 und SZ2) im Beispieljahr 2025 und mit SDL-Bereitstellung, im Vergleich mit (SZ30) 20 TWh aus Biomasse und ohne SDL-Bereitstellung (bedeutet die Ergänzung „0“, differenziert nach den BL-Bedarf V1 (hoch) bis V3 (niedrig))

Eine Erhöhung der Erzeugungsleistung des BiomasseParks führt im Ergebnis (wie ebenfalls Abb. 6 zeigt) zu einem geringeren Bedarf an konventioneller Kraftwerksleistung (insbesondere Kondensationskraftwerke) zur Deckung der Last. Die Flexibilität des BiomasseParks zeigt ebenso einen relevanten Einfluss auf die abgeregelten EE-Strommengen oder als Speicherverluste verlorengegangenen Strommengen – was die Abbildung 7 verdeutlicht. Auch an dieser Stelle wird klar, dass das Betriebsverhalten des konventionellen KraftwerksParks sensitiv auf die Flexibilität des BiomasseParks reagiert, weniger aber auf den BL-Bedarf und die SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark.

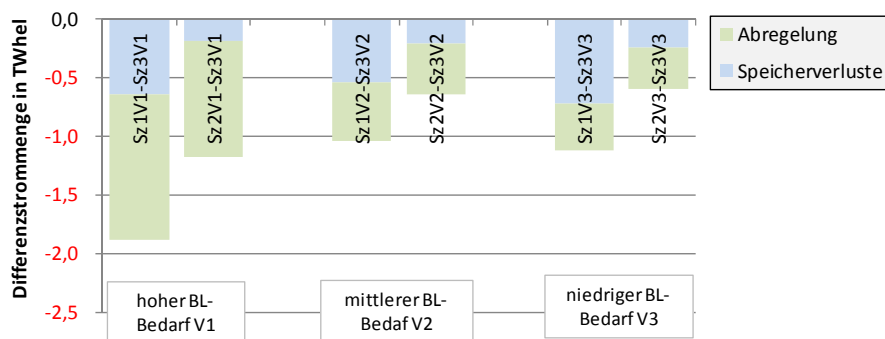


Abb. 7: Vermeidung der abgeregelten oder als Speicherverluste verlorengegangenen Strommengen, in Abhängigkeit der biogenen Flexibilität und/oder Strommenge, jeweils mit SDL-Bereitstellung, differenziert nach den BL-Bedarfsvarianten (V1–V3)

Zusammenfassung: Der Einfluss der Flexibilität im Strommarkt ist relevant sensitiver als die SDL-Bereitstellung durch Biomasse auf den Betrieb der konventionellen Kraftwerke.

Direkte Wirkung – kostenoptimale Bereitstellung biogener Systemdienstleistungen

Die zusätzlichen Strommengen des BiomasseParks im SZ1 und SZ2 gegenüber SZ3 stellen keine direkte Wirkung dar. Grund hierfür ist die gleichzeitig reduzierte Menge an Windstrom in SZ1 und SZ2, wodurch der EE-Anteil somit gleich bleibt. Die Strommengen aus den konventionellen Kraftwerken bleiben somit, bis auf die Änderungen durch die geringere Abregelung von EE-Strommengen und den geringeren Stromverlusten bei der Speicherung, gleich.

Die zusätzliche elektrische Kapazität des BiomasseParks in SZ1 und SZ2 gegenüber SZ3 ist allerdings eine relevante direkte Wirkung für das Energieversorgungssystem. Zum einen kann, neben der Reduzierung von knapp 9 GW_{el} Windanschlussleistung, nahezu die äquivalente Anlagenleistung zum BiomassePark an konventionell betriebener Anlagenleistung reduziert werden. Diese erneuerbare Leistung des jeweiligen BiomasseParks kann laut Simulationsergebnis im Jahr 2025 in relevantem Umfang zur Absicherung der fluktuierenden Erzeugung und der Lastdeckung eingerechnet werden (siehe Abb. 6) und zur Vermeidung der abgeregelten oder als Speicherverluste verlorengegangenen Strommengen beigetragen (Abb. 7). Dies wurde im vorangegangenen Kapitel entsprechend vorgestellt.

Die direkte Wirkung der SDL-Bereitstellung des BiomasseParks liegt in der Deckung der Regel- und Blindleistung, was nachfolgend ausführlicher beschrieben wird.

a) Positive Regelleistungsabrufe

Die Regelleistungsabrufe der konventionellen Kraftwerke steigen mit abnehmendem RL-Potenzial des BiomasseParks erwartungsgemäß. Insbesondere das RL-Potenzial des Biogasanteils wird umfangreich zur RL-Bedarfsdeckung genutzt und stellt laut der Kraftwerkseinsatzoptimierung eine kostenoptimale RL-Quelle dar. Die Aufteilung der verdrängten Regelleistungsabrufe auf der konventionellen Kraftwerkseite durch den BiomassePark bleibt trotz der unterschiedlichen RL-Potenziale der Szenarien ähnlich. Der BL-Bedarf hat geringen Einfluss auf die RL-Abrufe des BiomasseParks. Die Flexibilisierung des BiomasseParks führt zu einer überproportional starken Steigerung (über 100 %) im Vergleich zur RL-Potenzialsteigerung (→ Bereitstellungspotenzial des BiomasseParks) (unter 50 % Steigerung) zwischen SZ2 und SZ1. Die Flexibilisierung hat somit einen positiven Einfluss auf den RL-Aufruf des BiomasseParks (Abb. 8).

Die Szenarien zeigen den Vergleich zwischen einem BiomassePark mit (SZ1, SZ2, SZ3) und ohne (SZ10, SZ20, SZ30) der Fähigkeit SDL bereitzustellen. Der BL-Bedarf hat geringen Einfluss auf die Zusammensetzung der verdrängten RL-Abrufe durch den BiomassePark (was der Vergleich zwischen den Varianten V1 bis V3 zeigt).

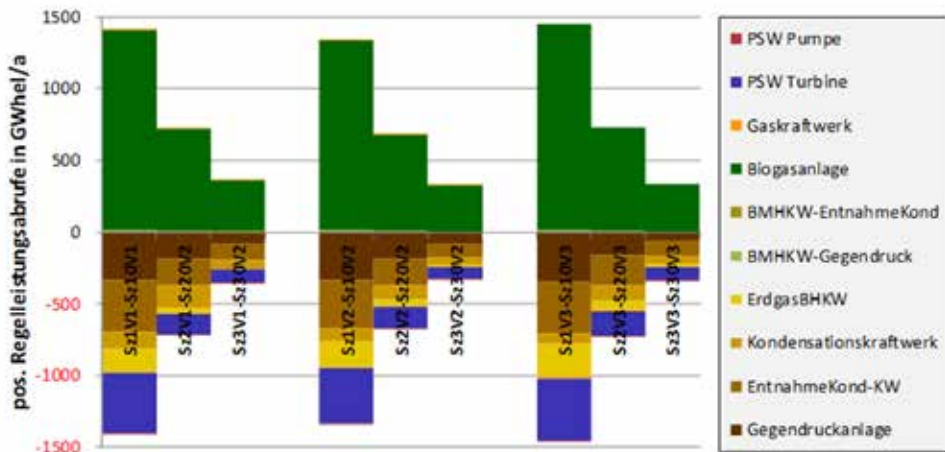


Abb. 8: Abruf von positiver Regelleistung des Biomasseparks (oberhalb der Nulllinie), verdrängte positive Regelleistungsabrufe anderer elektrischer Kapazitäten (unterhalb der Nulllinie) durch die SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark, differenziert nach BL-Bedarf (V1 bis V3)

b) Negative Regelleistung

Der BiomassePark, insbesondere der Biogasanlagenanteil des Parks, wird zur Bereitstellung von negativer Blindleistung in relevantem Umfang herangezogen. Im Szenario SZ1 wird etwas mehr als ein Viertel der abgerufenen Regelleistung innerhalb des Jahres 2025 durch den BiomassePark geliefert. Die folgende Abbildung 9 zeigt (nach gleicher Systematik wie Abbildung 8) die Auswirkung der biogenen Bereitstellung der negativen RL auf die verdrängten Abrufe durch konventionelle Kraftwerke. Der BiomassePark verdrängt unterschiedliche Bereitstellungskapazitäten, insbesondere negative RL aus Kondensationskraftwerken, Entnahmekondensationsanlagen und Gegendruckanlagen, aber auch RL aus Erdgas-BHKWs und Pumpen der Pumpspeicherkraftwerke (PSW).

Die absoluten Regelleistungsabrufe von konventioneller Kraftwerksleistung nehmen mit steigendem RL-Potenzial des BiomasseParks ab. Aber die relative Aufteilung der verdrängten Technologien zueinander bleibt auch bei geringerem Potenzial des BiomasseParks ähnlich, mit weiterhin hoher Dominanz von verdrängten RL-Abrufen von Kondensationskraftwerken.

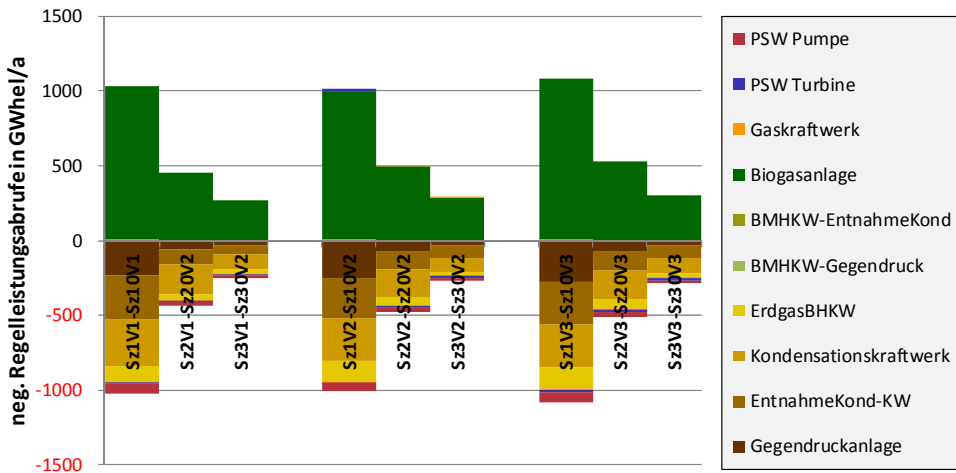


Abb. 9: Abruf von negativer Regelleistung des BiomasseParks (oben), verdrängte Regelleistungsabrufe anderer elektrischer Kapazitäten (unten), durch die SDL-Bereitstellung durch den BiomassePark, differenziert nach BL-Bedarf (V1 bis V3)

Zusammenfassung a) und b): Der BL-Bedarf hat auch bei der Bereitstellung von negativen RL geringen Einfluss auf die Zusammensetzung der verdrängten Regelleistungsabrufe durch den BiomassePark (was der Vergleich zwischen den Varianten V1 bis V3 zeigt).

c) Blindleistung

Der Blindleistungsbedarf fällt auf den unterschiedlichen Netzebenen in unterschiedlicher Höhe und zu unterschiedlichen Zeiten an. Dadurch können sich Synergien zwischen den Netzebenen (BL-Kompensation) ergeben, indem sich die BL-Bedarfe kompensieren. Gleichzeitig können sich aber auch Situationen einstellen, in denen sich die resultierenden BL-Bedarfe über Netzebenen addieren und dadurch relevant steigen. Auch aufgrund dessen wurde auf einen BL-Austausch zwischen den Netzebenen Höchstspannung (HÖS)/Hochspannung (HS) und der Netzebene Mittelspannung (MS) in der Simulation verzichtet und der BL-Bedarf nur auf der MS-Ebene variiert.

Die folgende Abbildung 10 zeigt die Energiebilanzen differenziert nach den Szenarien und den Varianten des BiomasseParks. In allen Varianten kann der BiomassePark einen Beitrag leisten. Bei einem mittleren Bedarf an BL (V2) und einem flexiblen BiomassePark mit 40 TWh_{el} (SZ1) liegt der Beitrag des BiomasseParks bei maximal 49 % an der benötigten Leistung und kompensiert knapp 30 % der benötigten Blindarbeit. Auch wenn durch die räumlichen Restriktionen und der Stromnetztopologie davon vielleicht nur die Hälfte wirken kann, kann der Beitrag relevant für einen effizienten Netzbetrieb sein.

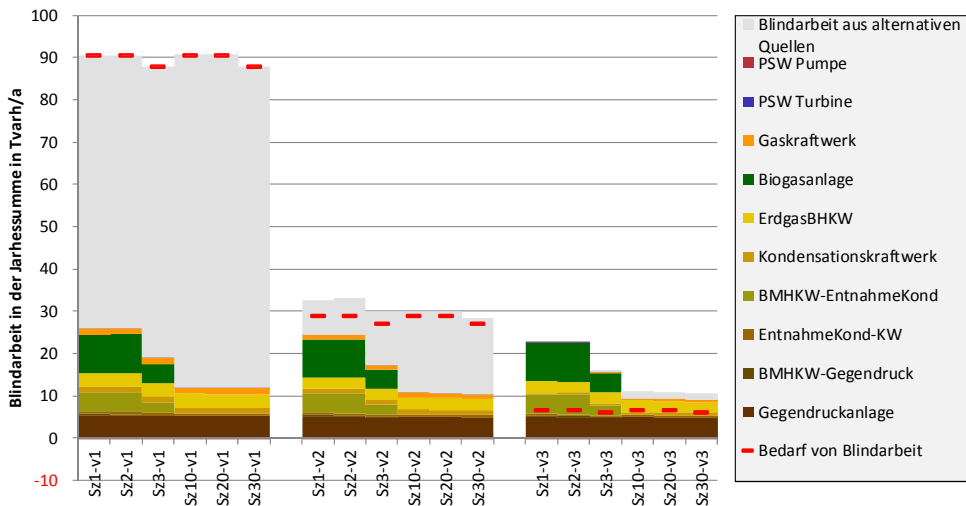


Abb. 10: Blindleistungskompensation im Jahr 2025 auf MS, Aufteilung zwischen den einzelnen elektrischen Kapazitäten, unterteilt in unterschiedliche Biomasseszenarien, mit und ohne biogene SDL-Bereitstellung auf MS-Ebene, differenziert nach den BL-Bedarf auf MS-Ebene

Die Analyse des jährlichen Blindarbeitsbedarfes und deren Deckung stellen jedoch nur einen Gesichtspunkt dar. Für die Auslegung der Blindleistungsquellen ist aus ökonomischen Gründen eine Leistungsbetrachtung von noch größerem Interesse als eine Bilanz der Blindarbeit in der Jahressumme. Der BiomassePark kann der MS-Ebene zwischen knapp 1 GV_{ar} bis knapp 2,7 GV_{ar} Blindleistung (kapazitiv und induktiv) in Abhängigkeit des Biomasse-Szenarios bereitstellen. Die flächendeckende räumliche Verteilung der biogenen Erzeugungskapazitäten bietet dabei Vorteile, wenngleich dennoch nicht sicher ist ob das gesamte Potenzial in der Praxis nutzbar bereitgestellt werden kann.

Zusammenfassung c): Weitere hier nicht dargestellte Ergebnisse, welche neben Energie- auch Leistungsbilanzen differenzieren, zeigen, dass in allen Varianten (V1 bis V3) des BiomasseParks ein Beitrag zur BL-Bereitstellung geleistet werden kann. Auch wenn durch die räumlichen Restriktionen und der Stromnetztopologie davon vielleicht nur die Hälfte wirken kann, kann der Beitrag relevant für einen effizienten Netzbetrieb sein.

Literatur

- Holzhammer, U.; Gerhardt, N.; Stelzer, M.; Hauser, E.; Guss, H.; Zipp, A.; Luxenburger, M.; Schmiedeke, S. (2016): Symbiose – Beiträge zur Systemtransformation durch Erbringung von Systemdienstleistungen von biogen betriebenen Stromerzeugungsanlagen. Abschlussbericht, Fraunhofer IWES, Kassel, IZES, Saarbrücken. <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-442496.html>, Zugriff am 31. Mai 2017
- Holzhammer, U; Gerhardt, N. (2016): Die Bereitstellung von Systemdienstleistung (SDL) durch Biomasseanlagen. In: 10. Rostocker Bioenergieforum 2016, 16. und 17. Juni 2016, Rostock
- Hoffstede, U; Hochloff, P.; Holzhammer, U.; Kirchner, D.; Schreiber, M.; Bedenk, K.; Krautz, A.; Romberg, T.; Steindamm, T. (2016): Forschungsbericht: FLEXHKW. Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken, Fraunhofer IWES, Kassel
- Holzhammer et al. (2015), OptiKoBi²: Optimale Konzepte für eine steuerbare und bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan, Forschungsbericht, Kassel

Förderhinweis

Die in diesem Artikel vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „Symbiose“ (FKZ: 0325700A, 0325700B), gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages, erarbeitet. Herzlichen Dank dafür.

EEG 2017 – Umstellung der Förderung auf Ausschreibungsverfahren: Auswirkungen auf die Bioenergie

BERNHARD DREHER

1 Einleitung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine zentrale Säule der Energiewende, die unsere Stromversorgung klima- und umweltverträglicher und uns unabhängiger von knapper werdenden fossilen Brennstoffen machen soll. Gleichzeitig soll sie bezahlbar und verlässlich bleiben. Dazu wurde ein erfolgreiches Instrument zur Förderung des Ökostroms konzipiert: das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das im Jahr 2000 in Kraft getreten ist. Ziel des EEG war es, den jungen Technologien der erneuerbaren Energien durch feste Vergütungen sowie durch die garantierte Abnahme und die vorrangige Einspeisung des Stroms den Markteintritt zu ermöglichen. Das EEG hat die Grundlage für den Ausbau der erneuerbaren Energien geschaffen und sie von einer Nischenexistenz zu einer der tragenden Säulen der deutschen Stromversorgung mit einem Anteil von fast einem Drittel an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2016 werden lassen. Der rasanten Ausbau hatte jedoch auch einen Anstieg der EEG-Umlage zur Folge. Zudem stellte er zunehmend eine Herausforderung für die Stabilität der Stromnetze und für die Versorgungssicherheit dar. Die Markt- und Technologieentwicklung hat seit Inkrafttreten des EEG immer wieder Anpassungen des EEG erforderlich gemacht.

Bei der EEG-Reform 2014 ging es insbesondere darum, den weiteren Kostenanstieg spürbar zu bremsen, den Ausbau der erneuerbaren Energien planvoll zu steuern und die erneuerbaren Energien besser an den Markt heranzuführen. Um die Kosten für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zu senken, konzentriert sich der weitere Ausbau seither auf günstige Technologien wie Windenergie und Photovoltaik. Durch die Streichung von Boni wurde insbesondere die Förderung der Bioenergie deutlich gekürzt und der Zubau von Neuanlagen dadurch reduziert. Mit dem EEG 2014 wurde die verpflichtende Direktvermarktung eingeführt und bereits angekündigt, dass spätestens ab 2017 die Höhe der Förderung durch Ausschreibungen erfolgen soll. Pilotausschreibungen im Bereich von Photovoltaik-Freiflächenanlagen sind seit 2015 bereits unter dem EEG 2014 erfolgreich durchgeführt worden.

2 EEG 2017 – Umstellung auf Ausschreibungen

Das EEG 2017, das am 1. Januar 2017 in Kraft trat, läutet nun diese nächste Phase ein – und die ist ein Paradigmenwechsel: Die Vergütungshöhe des erneuerbaren Stroms wird nicht wie bisher gesetzlich festgelegt, sondern durch Ausschreibungen am Markt ermittelt. Ausgeschrieben wird die Stromerzeugung aus Windenergie an Land und auf See, aus Photovoltaik und aus Biomasse. Ausgenommen sind Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner 750 Kilowatt, bei Biomasse kleiner 150 Kilowatt. Damit werden rund 80 % des weiteren Zubaus durch Ausschreibungen ermittelt. Die Ausschreibungen werden, wie bereits bei den Pilotausschreibungen für Photovoltaikanlagen, von der Bundesnetzagentur durchgeführt.

Die Fokussierung des weiteren Ausbaus auf Wind- und Solarenergie wird beibehalten. In den Jahren 2017 bis 2019 werden jeweils 2.800 Megawatt und ab 2020 2.900 Megawatt Windenergie an Land ausgeschrieben. Bei der Windenergie auf See werden die bisherigen Ausbauziele unverändert fortgeschrieben. Bis 2030 sollen Offshore-Windparks mit einer Leistung von 15.000 Megawatt installiert werden. Jährlich werden 600 Megawatt Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von größer 750 Kilowatt ausgeschrieben. Von der Ausschreibung für Photovoltaik sind folgende Kategorien erfasst: Freiflächenanlagen, Anlagen auf Gebäuden und Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen (z.B. auf Mülldeponien).

3 Die wichtigsten Regelungen für Biomasse im EEG 2017

Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von über 150 Kilowatt können zukünftig einen Förderanspruch nur im Rahmen einer Ausschreibung erwerben. Die Ausschreibungen finden einmal jährlich zum Gebotstermin am 1. September statt, erstmalig im Jahr 2017. Ausgeschrieben wird die installierte Leistung. Bei Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung bis 150 Kilowatt bleibt es bei der bisherigen gesetzlich bestimmten Förderung, im Wesentlichen auf dem Niveau des EEG 2014. Dies betrifft auch die Sonderregelungen für kleine Güllevergärungsanlagen (§ 44 EEG 2017).

Der Ausbaupfad für Biomasse beträgt in den Jahren 2017 bis 2019 jeweils 150 Megawatt (brutto) und in den Jahren 2020 bis 2022 200 Megawatt (brutto). Die Ausschreibungsmenge ergibt sich aus dem jährlichen Ausbaupfad minus der im Vorjahr installierten Leistung mit gesetzlich bestimmter Förderung. Eine Besonderheit besteht darin, dass auch Biomassebestandsanlagen an den Ausschreibungen teilnehmen können. Ihnen eröffnet sich dadurch nach Auslaufen der EEG-Förderung die Chance auf eine Anschlussförderung. Voraussetzung für die Teilnahme von Bestandsanlagen ist, dass der verbleibende bisherige Förderanspruch nur noch maximal 8 Jahre beträgt.

Für die Teilnahme von Biomasseanlagen an Ausschreibungen gibt es eine Obergrenze. Teilnehmen dürfen nur Anlagen mit einer installierten Leistung von maximal 20 Megawatt. Für Neuanlagen besteht auch eine Untergrenze. Nur Anlagen mit einer installierten Leistung von über 150 Kilowatt sind teilnahmeberechtigt. Das heißt, es besteht für kleine Anlagen bis 150 Kilowatt kein Wahlrecht zwischen gesetzlich bestimmter Förderung und Teilnahme an der Ausschreibung. Für Bestandsanlagen besteht keine Untergrenze für die Teilnahme an der Ausschreibung. Diese kleinen Bestandsanlagen haben andererseits aber auch keine Möglichkeit, eine erneute gesetzlich bestimmte Förderung zu erlangen.

Biomasseanlagen, die sich an der Ausschreibung beteiligen, müssen bei der Bundesnetzagentur eine Sicherheit in Höhe von 60 Euro pro Kilowatt Gebotsmenge hinterlegen. Durch die Sicherheit werden die Forderungen der Übertragungsnetzbetreiber auf Pönale, z. B. bei unterlassener, unvollständiger oder verspäteter Inbetriebnahme der bezuschlagten Anlage, gesichert.

Für die Gebote im Ausschreibungsverfahren wurden Höchstwerte festgelegt, die nicht überschritten werden dürfen. Dies erfolgt aus Gründen der Kosteneffizienz. Die Höchstwerte liegen im Jahr 2017 bei 14,88 ct/kWh für Neuanlagen und bei 16,9 ct/kWh für Bestandsanlagen. Sie reduzieren sich jährlich um 1 % gegenüber dem Vorjahreswert. Für Bestandsanlagen wurde die maximale Förderhöhe zusätzlich (d. h. unabhängig von der Gebotsobergrenze bzw. dem Zuschlagswert) auf den Durchschnitt der Förderung nach dem bisherigen EEG in den letzten drei Kalenderjahren begrenzt. Bestandsanlagen können also durch die Teilnahme an der Ausschreibung keinen höheren Förderanspruch erwerben als nach dem bisher anzuwendenden EEG.

Neuanlagen, die sich an der Ausschreibung beteiligen wollen, dürfen noch nicht in Betrieb genommen sein, sie müssen aber bereits über eine Genehmigung verfügen. Ein erteilter Zuschlag darf nicht auf andere Anlagen oder Genehmigungen übertragen werden. Biomasseanlagen, die in einer Ausschreibung bereits einen Zuschlag erhalten haben der noch nicht entwertet ist, dürfen in einer folgenden Ausschreibung nicht noch einmal ein Gebot abgeben. Derartige Gebote werden von der Bundesnetzagentur ausgeschlossen. Damit wird verhindert, dass für eine bereits bezuschlagte Anlage erneut geboten wird, um eine höhere Förderung zu erhalten.

Der Zuschlag für Neuanlagen erlischt 24 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlage bis zu diesem Zeitpunkt nicht in Betrieb genommen worden ist. Unter bestimmten Voraussetzungen – z. B. bei möglichen Rechtsbehelfen gegen die Genehmigung, die durch Dritte nach Zuschlagserteilung erwirkt wurden und aus denen sich Verzögerungen für die Inbetriebnahme ergeben – kann die Bundesnetzagentur die Frist zur Inbetriebnahme auf Antrag verlängern (§ 39d EEG 2017).

Sofern eine Neuanlage, die im Ausschreibungsverfahren einen Zuschlag erhalten hat, innerhalb von 24 Monaten nach Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen

wird, besteht der Förderanspruch für den Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme. Der Zeitraum der Förderung beginnt aber spätestens 24 Monate nach Bekanntgabe des Zuschlags. Sofern die bezuschlagte Biomasseanlage später in Betrieb genommen wird, verkürzt sich der Förderzeitraum entsprechend.

Für Bestandsanlagen, die einen Zuschlag erhalten, beträgt der Zeitraum für die Anschlussförderung 10 Jahre. Dieser Zeitraum kann nicht erneut verlängert werden. Der Betreiber der Bestandsanlage kann den Beginn der Anschlussförderung in einem gewissen Zeitrahmen selbst bestimmen. Der Beginn der Anschlussförderung darf nicht vor dem 13. und nicht nach dem 37. Kalendermonat liegen, der auf die Bekanntgabe des Zuschlages folgt. Die Anlage gilt dann als neu in Betrieb genommen und muss alle Anforderungen des EEG 2017 erfüllen, z. B. im Hinblick auf die Flexibilitätsanforderungen und die verpflichtende Direktvermarktung.

Für Anlagen, die bis Ende 2016 genehmigt worden sind, gelten Übergangsvorschriften. Sofern sie bis Ende 2017 in Betrieb genommen werden, erhalten sie noch eine Förderung nach den Konditionen des EEG 2014.

4 Welche Chancen bietet das EEG 2017 für Biogasanlagen?

Das EEG 2017 macht bezüglich der in den Anlagen einzusetzenden Biomasse keine Vorgaben mehr; lediglich der Einsatz von Getreidekorn und Mais ist begrenzt. Ansonsten ist nur gefordert, dass es sich um nach Biomasseverordnung anerkannte Biomasse handelt. Dies ermöglicht dem Anlagenbetreiber mehr Flexibilität beim Einsatz der Biomasse. Kostengünstig zu verwertende Biogassubstrate erhalten so bessere Einsatzmöglichkeiten in EEG-Anlagen. Dies betrifft Neuanlagen und auch die Anschlussförderung von Bestandsanlagen. Selbstverständlich müssen in jedem Fall die Genehmigungsvoraussetzungen für die jeweiligen Einsatzstoffe erfüllt sein.

Die bereits mit dem EEG 2014 eingeführten verbindlichen Flexibilitätsanforderungen für Biogasanlagen gelten auch für die wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe nach EEG 2017. Die Förderung wird auf eine Höchstbemessungsleistung in Höhe von 50 % der bezuschlagten Gebotsmenge begrenzt. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass auch der mit dem EEG 2014 eingeführte Flexibilitätszuschlag für die Bereitstellung von flexibler installierter Leistung in Höhe von 40 €/kW installierte Leistung beibehalten wird. Biogasanlagen, die einen Zuschlag im Ausschreibungsverfahren erhalten, haben Anspruch auf diesen Zuschlag.

Ergebnisse der ersten Biomasseausschreibung lagen bei Redaktionsschluss noch nicht vor.

Literatur

Umfangreiche Informationen zu den Ausschreibungen nach EEG stellt die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite zur Verfügung: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Ausschreibungen/AusschreibungenEEG_node.html

EEG 2017 – betriebswirtschaftlich eine (neue) Perspektive?

MARTIN STROBL

1 Die Herausforderung: Marktintegration und Marktwert

Am 09.06.2017 berichtete die Frankfurter Allgemeine Zeitung (FAZ) mit dem Artikel „Stromnetz kurz vor dem Zusammenbruch“ über das deutsche Stromnetz und seinen besorgniserregenden Zustand. Der Ausbau gehe zu langsam und die Krisen häufen sich. „Das deutsche Stromnetz hat im Winter nach Angaben des Netzbetreibers Amprion mehrmals kurz vor dem Zusammenbruch gestanden“. „Am 18. Januar etwa hatte Amprion nach Informationen der FAZ die Netzentur und das Wirtschaftsministerium in einer Alarmmail auf den ‚temporären Verlust der n-1-sicheren Netzführung‘ hingewiesen. Das bedeutet, dass das Netz ohne den ansonsten vorgeschriebenen Sicherheitspuffer gefahren wurde.“ Laut dem ebenfalls im FAZ-Artikel zitierten kaufmännischen Geschäftsführer Hans-Jürgen Brick von Amprion hänge der Erfolg der Energiewende nicht allein am Ausbau des Netzes: „Wir brauchen mehr Transparenz, Flexibilität und eine echte Integration der erneuerbaren Energien in den Markt, damit wir die Kosten dämpfen können.“ (FAZ 2017).

Gleichzeitig befürchten viele Biogasanlagenbetreiber, dass die Vergütungshöhe im EEG 2017 nicht ausreichen könnte, um zukünftig rentabel Strom erzeugen und einspeisen zu können. Zum EEG zusätzliche Markterlöse gewinnen zumindest in der Diskussion an Bedeutung. Aber welche Fakten sprechen diese Märkte für Biogasanlagen?

- Welche Vermarktungsoptionen für Einspeiseflexibilität gibt es derzeit?
- Was ist Flexibilität am Markt wert?
- Was ist Strom und dessen Koppelprodukte am Markt wert?
- Was ist Substrat am Markt wert? (genauer: Marktverwertungswert)

2 Marktwert

2.1 Vermarktungsoptionen für Einspeiseflexibilität

Einen Marktzugang und meist auch nachgewiesene technische Eignung (Präqualifikation) vorausgesetzt, haben Biogasanlagen verschiedenste Vermarktungsoptionen für Einspeiseflexibilität. Eine Auswahl findet sich in Tabelle 1. Dabei werden die grün unterlegten Möglichkeiten im weiteren Beitrag diskutiert. Bezüglich der rot unterlegten Möglichkeiten besteht mindestens Optimierungsbedarf oder gar kein Marktzugang für Biogasanlagen.

Tab. 1: Ausgewählte Vermarktungsmöglichkeiten der Einspeiseflexibilität

Gruppe/Marktplatz
Förderprogramme (Fokus: Kapazitätsprämie)
EEG-Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG
EEG-Flexibilitätszuschlag nach § 50a EEG 2017
Spot-Strommärkte (Fokus: Wirkarbeitsmarkt)
European Power Exchange (EPEX) – Auktion Day Ahead
European Power Exchange (EPEX) – Auktion Intraday
Märkte zum „Engpass-Management“ (Fokus: Netzsicherheit)
Abschaltbare Lasten (schnell, sofort) ¹⁾
Redispatch ¹⁾
Regelenergie (MRL, SRL, PRL) ²⁾
Weitere Kraftwerkseigenchaften/weitere Systemdienstleistungen (Fokus: Netzsicherheit)
Weitere Frequenzhaltung: Momentanreserve, frequenzabhängiger Lastabwurf, Wirkleistungsreduktion bei Über-/Unterfrequenz (KWK- und EE-Anlagen) ¹⁾
Weitere Spannungshaltung: Blindleistung, Spannungsbedingter Lastabwurf, Kurzschlussleistung, Spannungsregelung ¹⁾
Versorgungswiederaufbau: Schwarzstartfähigkeit ¹⁾

¹⁾ Derzeit nur eingeschränkter Marktzugang. ²⁾ Minutenreserveleistung, Sekundärregelleistung, Primärregelleistung.

Die Abbildung 1 zeigt die Marktentwicklung der EPEX-Day-Ahead-Auktion in den Jahren 2005 bis 2016. Es handelt sich hierbei um einen Spotmarkt zum kurzfristigen Handel von Wirkarbeit für die Dauer von jeweils einer einzelnen Stunde. Daher kön-

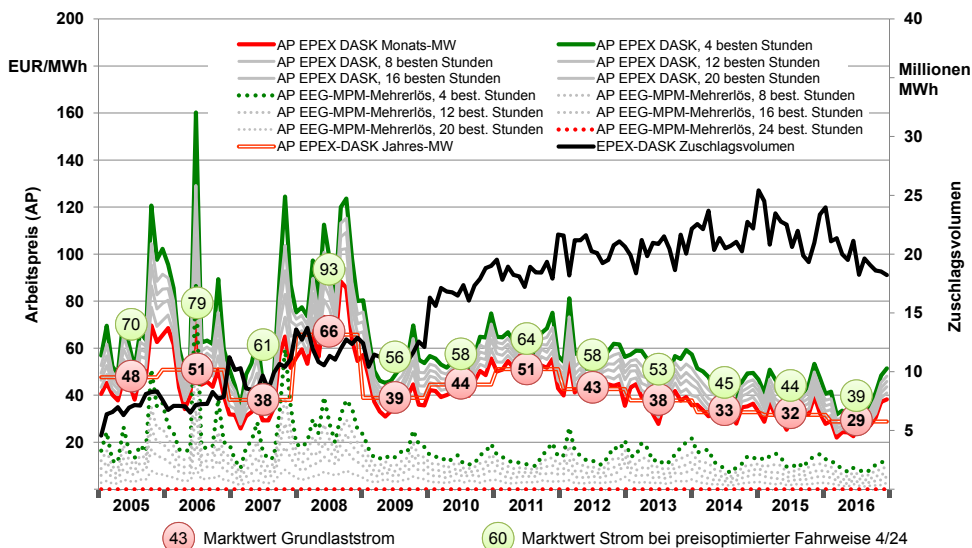


Abb. 1: Strommarkt – Day-Ahead-Auktion an der European Power Exchange von 2005 bis 2016 mit Berechnungen zum Mehrerlös bei strompreisoptimierter Fahrweise, Datenbasis EPEX (2017)

nen die Preise auch von Stunde zu Stunde schwanken. Biogasanlagen mit Einspeiseflexibilität können Stunden mit niedrigen Wirkarbeitspreisen meiden und in Stunden mit erhöhten Wirkarbeitspreisen mit erhöhter Leistung einspeisen. Im Tagesdurchschnitt können flexible Biogasanlagen ihren Strom so mit einem höheren Verkaufspreis vermarkten als unflexible Biogasanlagen. Je höher die Flexibilität, desto größer wird auch dieser Abstand zum Tagesdurchschnitt. Die Abbildung 1 zeigt das auf Monate aggregierte Ergebnis dieser Berechnungen. Die rot hinterlegten Kreise zeigen den Verkaufspreis der unflexiblen Biogasanlage, die grün hinterlegten Kreise quantifizieren den Verkaufspreis einer sehr flexiblen Biogasanlage, die nur noch an 4 der 24 Tagesstunden Strom einspeist und damit um das 5-Fache überbaut ist.

Die Abbildungen 2 bis 6 zeigen die Regelleistungsmärkte der positiven und negativen Minutenreserve, positiven und negativen Sekundärregelleistung sowie der Primärregelleistung. Es handelt sich dabei um Auktionen aus dem Bereich des „Engpass-Managements“. Exemplarisch soll Abbildung 5 erläutert werden. Sie zeigt den Verlauf des negativen Sekundärregelleistungsmarktes in den Jahren 2012 bis 2016. Die blauen Linien zeigen die Leistungspreise der Gebote mit Zuschlag sowohl als gewichtete Monats- als auch als gewichtete Jahresmittelwerte. Die roten Linien zeigen dementsprechend den Arbeitspreis der Gebote mit Zuschlag, wobei nicht bekannt ist, welche der Gebote mit einem tatsächlichen Aufruf „aktiv“ wurden, welche Arbeitspreise damit tatsächlich gezahlt wurden. Die Betrachtung der Regelenenergiemärkte konzentriert sich daher in diesem Beitrag auf die gewichteten Mittelwerte der Leistungspreise.

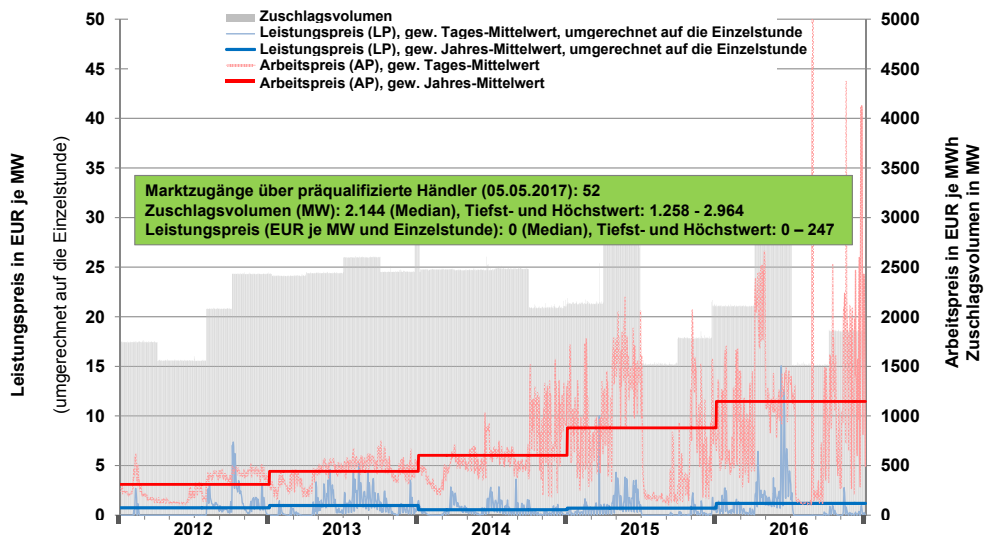


Abb. 2: Strommarkt – Regelenenergiemarkt MRL positiv in den Jahren 2012 bis 2016 mit eigenen Berechnungen, Datenbasis regelleistung.net (2017)

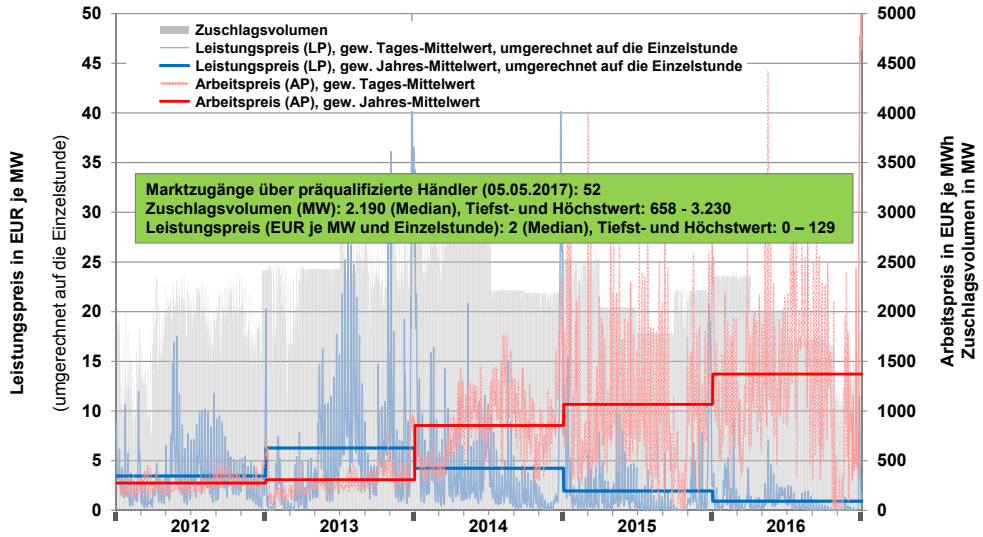


Abb. 3: Strommarkt – Regelenergiemarkt MRL negativ in den Jahren 2012 bis 2016 mit eigenen Berechnungen, Datenbasis regelleistung.net (2017)

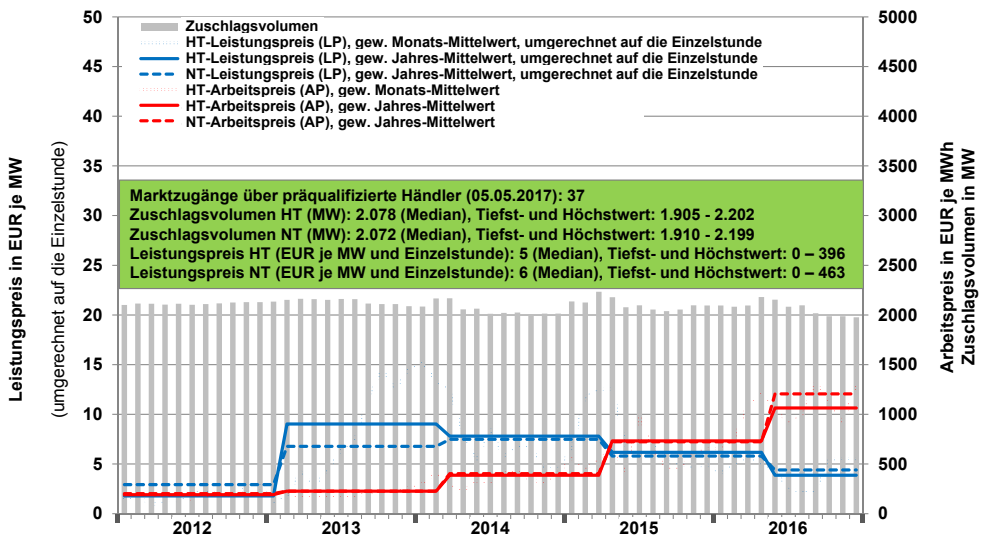


Abb. 4: Strommarkt – Regelenergiemarkt SRL positiv in den Jahren 2012 bis 2016 mit eigenen Berechnungen, Datenbasis regelleistung.net (2017)

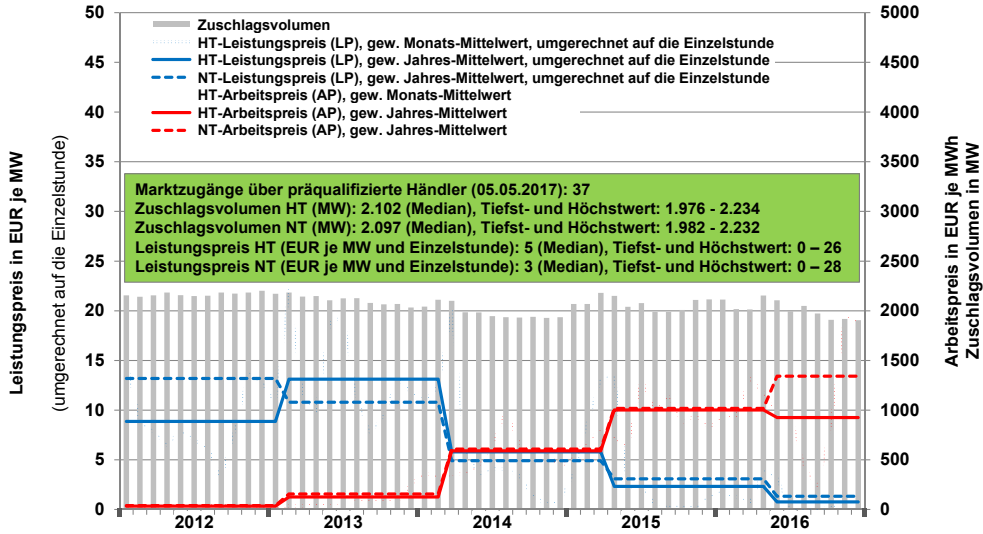


Abb. 5: Strommarkt – Regelenergiemarkt SRL negativ in den Jahren 2012 bis 2016 mit eigenen Berechnungen, Datenbasis regelleistung.net (2017)

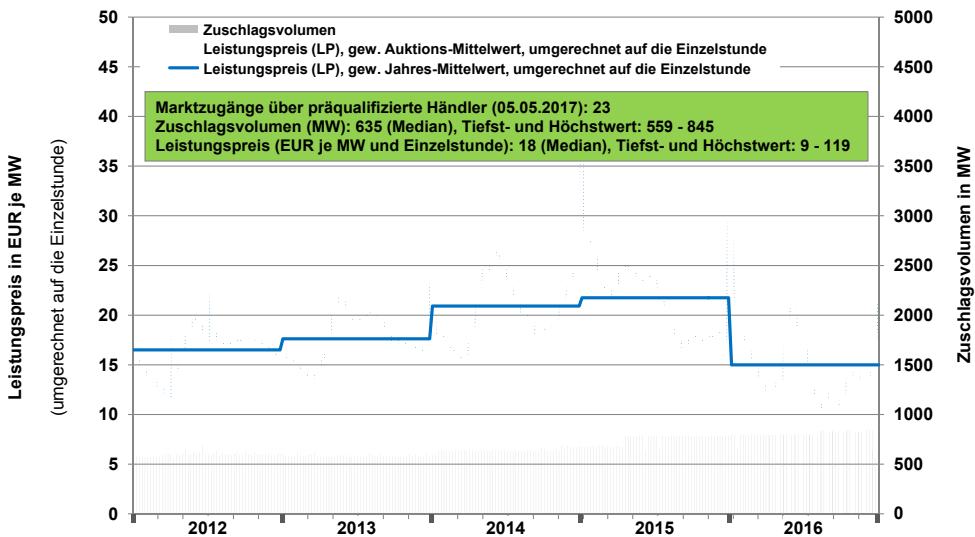


Abb. 6: Strommarkt – Regelenergiemarkt PRL in den Jahren 2012 bis 2016 mit eigenen Berechnungen, Datenbasis regelleistung.net (2017)

2.2 Marktwert der Einspeiseflexibilität

Mit den Marktdaten lässt sich der Marktwert der Einspeiseflexibilität quantifizieren. Die Ausgangssituation ist eine Biogasanlage mit einer installierten elektrischen Nennleistung von 1 MW, die aktuell ganzjährig 1 MW ins öffentliche Netz einspeist und damit bisher keine Einspeiseflexibilität aufweist. Bei dieser Biogasanlage wird überlegt, welche der folgenden fünf Ausbaustufen die am Markt sinnvollste (= wirtschaftlichste) Einspeiseflexibilität sein könnte (siehe Tabelle 2):

Tab. 2: Mögliche Ausbaustufen der Einspeiseflexibilität

Kennung der Ausbaustufe	Zubau in MW	Installierte Nennleistung (nach Zubau) in MW	Elektrische Bemessungsleistung (vor/nach Zubau) in MW
20/24	0,2	1,2	1
16/24	0,5	1,5	1
12/24	1	2	1
8/24	2	3	1
4/24	5	6	1

In Abbildung 7 werden die Marktwerte der betrachteten Vermarktungsoptionen gegenübergestellt.

Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag

Die beiden EEG-bedingten Flexibilisierungsoptionen weisen eine gesetzlich garantierte Höhe auf und sind daher ohne marktbedingte Schwankungen.

Entsprechend der Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 darf die zugebaute kW-Einspeiseflexibilität jährlich maximal 119 Euro kosten. Dieser Wert wird bei Ausbaustufe 11/24 erreicht. Dieser Wert verringert sich bei maximaler Einspeiseflexibilität auf 0,5 Euro (Ausbaustufe 22/24), liegt aber bei Ausbaustufe 20/24 noch bei 65 Euro.

Der Flexibilisierungszuschlag nach § 50a EEG 2017 ermöglicht je zugebautem kW-Einspeiseflexibilität jährlich maximal 80 Euro (Ausbaustufe 12/24). Dieser Wert verringert sich bei maximaler Einspeiseflexibilität auf bis zu 40 Euro (Ausbaustufe 1/24).

Spotmarkt

Die Preise der Auktion EPEX-Day-Ahead schwanken entsprechend den Marktverhältnissen. Eine Bewertung der Marktverhältnisse der Jahre 2005 bis 2016 ergibt folgendes Bild:

- Je geringer die Einspeiseflexibilität, desto mehr darf die zugebaute kW-Einspeiseflexibilität kosten.
- Hochpunkt in 2008, seither stetig abnehmend. 2008 durfte die im EEG 2017 geforderte 12/24-Einspeiseflexibilität je zugebautem kW jährlich maximal 142 Euro kosten.

2016 durfte die im EEG 2017 geforderte 12/24-Einspeiseflexibilität je zugebautem kW jährlich maximal 48 Euro kosten.

Regelenergiemarkt

Auch hier schwankt die Höhe der Leistungspreise entsprechend den Marktverhältnissen. Betrachtet werden dabei die gewichteten Mittelwerte der Gebote mit Zuschlag. Da die einzelnen Regelleistungsprodukte für unterschiedliche Zeiträume auktionieren, wurden die Leistungspreise auf die Einzelstunde umgerechnet, beispielsweise bei MRL-Erbringungsdauer = 4 h mit Division des Marktwerts durch den Faktor 4. Da der Arbeitspreis erst bei konkretem Aufruf der Regelleistung gezahlt wird und keine Information zum Aufruf eines Einzelzuschlags vorlag, wurde der Arbeitspreis in den weiteren Betrachtungen nicht einbezogen. Eine Bewertung der Marktverhältnisse ergibt folgendes Bild:

- Mit Ausnahme der PRL haben die gewichteten Mittelwerte der Leistungspreise aller Regelleistungsarten 2013 einen Hochpunkt und sinken dann stetig bis 2016.
- Die positive SRL lag 2016 auf dem Niveau einer an der EPEX optimierten 8/24-Einspeiseflexibilität, die negative SRL und MRL lag 2016 auf dem Niveau einer an der EPEX optimierten 4/24-Einspeiseflexibilität.
- Bei allen Regelleistungsarten mit Arbeitspreis steigt dieser stetig in den Jahren 2012 bis 2016. Die PRL zeigt zwar das höchste Leistungspreisniveau, besitzt aber gleichzeitig keinen Arbeitspreis.

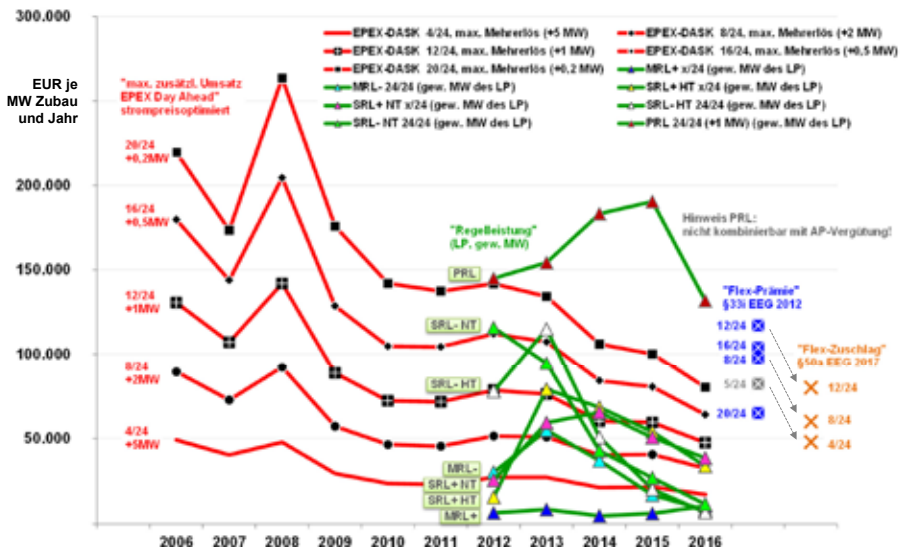


Abb. 7: Was darf die Einspeiseflexibilität je zugebautem MW jährlich in Euro kosten?



..bei Einspeiseflexibilität 12/24, in EUR/kW_{Zubau}, jährlich
(gerundet auf ganze Zahlen)

	2012	2013	2014	2015	2016	Ø 2012 bis 2016	Barwert, EUR je kW _{Zubau} 10 Jahre 0% Unterhalt 0% Zins Rentenbarwert- faktor: 10,00	Barwert, EUR je kW _{Zubau} 10 Jahre 10% Unterhalt 6,91% Zins Rentenbarwert- faktor: 4,67
EEG-Flexibilitätsprämie						117	1.170	546
EEG-Flexibilitätszuschlag						80	800	374
Mehrerlös EPEX DASK	78	76	60	59	48	64,2	642	300
MRL+ (LP, gew. MW)	6	8	5	6	10	7	70	33
MRL- (LP, gew. MW)	30	55	37	17	8	29,4	294	137
SRL+ HT (LP, gew. MW)	16	79	68	54	34	50,2	502	234
SRL+ NT (LP, gew. MW)	26	59	65	51	39	48	480	224
SRL- HT (LP, gew. MW)	78	115	51	20	7	54,2	542	253
SRL- NT (LP, gew. MW)	116	95	43	27	12	58,6	586	274
PRL (LP, gew. MW)	145	154	183	190	132	160,8		

Abb. 8: Was darf die Einspeiseflexibilität je zugebautem MW jährlich in Euro kosten? Übersicht der einzelnen Vermarktungsoptionen (ohne Kombination) und statistische Ableitung des Rentenbarwerts einer theoretisch 10-jährigen Zahlungsreihe mit entsprechender Zahlungshöhe.

..bei Einspeiseflexibilität 12/24, in EUR/kW_{Zubau}, jährlich
(gerundet auf ganze Zahlen)

**„Kombination der einzelnen
„Vermarktungsoptionen mit
Flexibilitätsprämie“**

	2012	2013	2014	2015	2016	Ø 2012 bis 2016	Barwert, EUR je kW _{Zubau} 10 Jahre 0% Unterhalt 0% Zins Rentenbarwert- faktor: 10,00	Barwert, EUR je kW _{Zubau} 10 Jahre 10% Unterhalt 6,91% Zins Rentenbarwert- faktor: 4,67
„strombörsenpreisoptimiert“	195	193	177	176	165	181,2	1.812	846
 EEG-Flexibilitätsprämie	117	117	117	117	117	117	1.170	546
65% Mehrerlös EPEX DASK	78	76	60	59	48	64,2	642	300
„Grundlast & RL-optimiert“	353	465	344	269	209	328	3.280	1.532
 EEG-Flexibilitätsprämie	117	117	117	117	117	117	1.170	546
36% SRL+ HT (LP, gew. MW), 1 MW	16	79	68	54	34	50,2	502	234
SRL+ NT (LP, gew. MW), 1 MW	26	59	65	51	39	48	480	224
SRL- HT (LP, gew. MW), 1 MW	78	115	51	20	7	54,2	542	253
SRL- NT (LP, gew. MW), 1 MW	116	95	43	27	12	58,6	586	274

Legende:  Gesetzlich garantierter Finanzierungsbaustein und dessen Anteil

Abb. 9: Was darf die Einspeiseflexibilität je zugebautem MW jährlich in Euro kosten? Ausgewählte Kombination der Vermarktungsoptionen und statistische Ableitung des Rentenbarwerts einer theoretisch 10-jährigen Zahlungsreihe mit entsprechender Zahlungshöhe.

Die in der Abbildung 7 dargestellten Ergebnisse werden in der Abbildung 8 (Übersicht der einzelnen Vermarktungsoptionen) und Abbildung 9 (Ausgewählte Kombinationen der Vermarktungsoptionen) weiterverarbeitet. Beide Abbildungen konzentrieren sich dabei auf die 12/24-Einspeiseflexibilität, wie sie auch im EEG 2017 mindestens gefordert wird.

2.3 Marktwert von Strom und dessen Koppelprodukte

Marktwert Strom (Kontext: Eigenversorgung und Direktlieferung)

Die Ausgangssituation ist trivial. Ein Biogasanlagenbetreiber spricht mit seinem Nachbarn und stellt fest, dass er und dieser 2016 rund 29 Cent je Kilowattstunde Strombezug bezahlen mussten. Dabei liegen die aktuellen Stromgestehungskosten der Biogasanlage „frei Einspeisepunkt“ bei rund 20 Cent je Kilowattstunde. Wo liegt der Marktwert der Eigennutzung oder Direktlieferung an den Nachbarn?

Die Abbildung 10 zeigt dazu den Strompreis für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh in den Jahren 2006 bis 2016. Folgende Fakten werden sichtbar:

- Die „Netz-Umlage“ war bisher zu jedem Zeitpunkt höher als die EEG-Umlage.
- Die Zahlungsbereitschaft des Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh scheint nach BDEW seit 2013 im Durchschnitt bei rund 29 Cent je Kilowattstunde „frei Haus“ zu liegen.

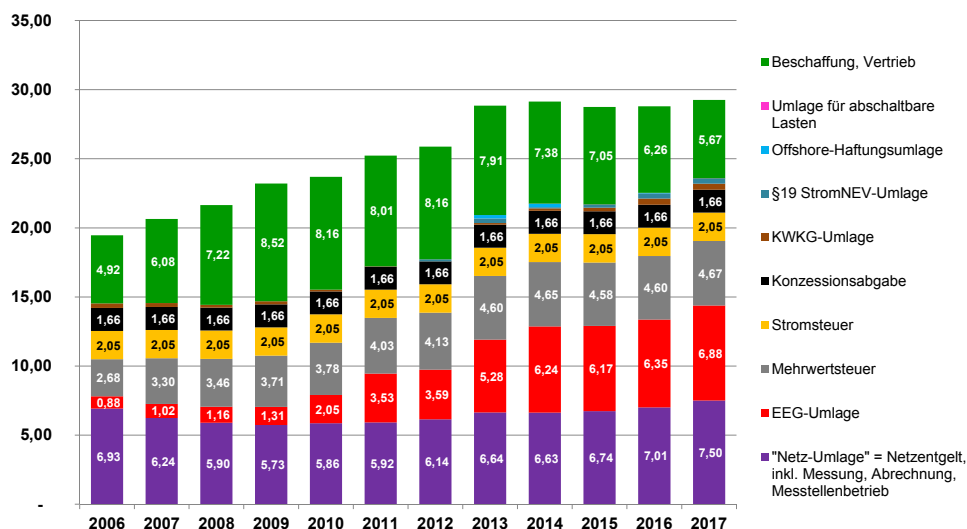


Abb. 10: Kontext Eigenversorgung und Direktlieferung: Strompreis für Haushalte (Jahresverbrauch 3.500 kWh) in Cent je Kilowattstunde nach BDEW (2017)

- Allerdings ist zu klären, welche Umlagen, Abgaben und Steuern auch bei Direktlieferung an den Nachbarn fällig werden. Diese verringern den Stromverkaufspreis „frei Nachbar“ von rund 29 Cent je Kilowattstunde auf einen entsprechend niedrigeren Wert. Abzüglich aller Abschläge lag der Kostenanteil für Beschaffung und Vertrieb des Stroms in 10 der letzten 12 Jahre bei 5,5 bis gut 8 Cent je Kilowattstunde.

Marktwert Strom (Kontext: Direktvermarktung)

Die Interpretation der Abbildung 1 ergibt folgendes Bild:

- Bei Direktvermarktung von „Grundlaststrom 24/24“ lag der durchschnittliche Börsenstrompreis im Zeitraum 2005 bis 2016 bei 43 Euro je Megawattstunde (4,3 Cent je Kilowattstunde). Nach den zwischenzeitlichen Höchstständen in 2008 (66 Euro je MWh) und 2011 (51 Euro je MWh) sinkt der Börsenstrompreis seit 2012 stetig auf zuletzt 29 Euro je MWh im Jahresdurchschnitt 2016.
- Die Direktvermarktung des „börsenstrompreisoptimierten Einspeisemusters 4/24“ erhöhte den durchschnittlichen Börsenstrompreis im Zeitraum 2005 bis 2016 auf 60 Euro je Megawattstunde (6,0 Cent je Kilowattstunde). Nach den zwischenzeitlichen Höchstständen in 2008 (93 Euro je MWh) und 2011 (64 Euro je MWh) sinkt dieser maximale Verkaufserlös seit 2012 stetig auf 39 Euro je MWh im Jahr 2016.
- Dabei ist der absolute Vorteil der strompreisoptimierten Fahrweise seit 2009 aufgrund folgender Effekte stark zurückgegangen: Der relative Spread zwischen dem Tagesdurchschnittspreis und dem Preis der vier besten Stunden sank deutlich. Das Börsenpreisniveau sank insgesamt.
- Im direkten Vergleich ermöglichte im betrachteten Zeitraum die Direktvermarktung an der Strombörse (Grundlasteinspeisung) einen „Abgabepreis frei Einspeisepunkt“ in Höhe von durchschnittlich 4,3 Cent je Kilowattstunde, wobei der Preis zuletzt auf 3 Cent je Kilowattstunde zurückging und die Kosten der Direktvermarktung nicht berücksichtigt wurden. Daneben akzeptierte der Markt bei Eigenversorgung und Direktlieferung unter Abzug aller Umlagen, Abgaben und Steuern einen Verkaufspreis „frei Haus“ in Höhe von 5,5 bis gut 8 Cent je Kilowattstunde. Sind aufgrund der vorliegenden Situation nicht alle Abzüge zu tätigen, liegt die Zahlungsbereitschaft „frei Haus“ bei bis zu 29 Cent je Kilowattstunde.

Marktwert Wärme

Die Marktverhältnisse der Jahre 2007 bis 2016 werden in der Abbildung 11 dargestellt:

- Laut Statistischem Bundesamt ist der Haushaltskunde mit Grundversorgungsvertrag auch in Zeiten niedriger Rohölpreise bereit, für sein Erdgas „frei Haus“ umgerechnet rund 7 Cent je Kilowattstunde Wärme zu bezahlen. Dabei muss er zusätzlich noch einen Gaskessel installieren, betreiben und hat die Wirkungsgradverluste zu tragen.

Eine ähnliche, wenn auch um rund einen halben Cent niedrigere Zahlungsbereitschaft, zeigt der Haushaltskunde mit Sondertarifvertrag. Gewerbe- und Industriekunden konnten mit dem Ölpreisrückgang scheinbar beim Lieferanten auch niedrigere Erdgaspreise durchsetzen.

- Laut Wärme-Umfrage des Fachverbandes Biogas ist der Wärmekunde bereit, für eine Kilowattstunde Biogas-Wärme „frei Haus“ ohne Vollversorgung im Durchschnitt nur 2,20 Cent, mit Vollversorgung im Durchschnitt nur 3,90 Cent zu bezahlen. Die Ausnahme stellt hier die Zahlungsbereitschaft eines Krankenhauses mit 9,00 Cent je Kilowattstunde dar.

Es stellt sich daher die Frage, warum scheinbar die Zahlungsbereitschaft bei Biogas-Wärmekunden deutlich niedriger ist als bei Erdgaswärmekunden? Oder warum kann/konnte die Biogasanlage keinen höheren Wärmepreis am Markt durchsetzen?

- Ein möglicher Erklärungsansatz liegt im EEG, dessen Transparenz und Boni (z. B. KWK-Bonus). Hat der Biogaszustandkunde die Höhe des KWK-Bonus eingepreist, könnte dies als eine implizite Quersubvention durch das EEG interpretiert werden.
- Auch sind konzeptionelle Mängel denkbar. Erlaubt die Standortwahl überhaupt das Erschließen eines werthaltigen Nahwärmemarktes? War das Marketing ausreichend, um die Kunden mit der höchsten Zahlungsbereitschaft zu gewinnen?

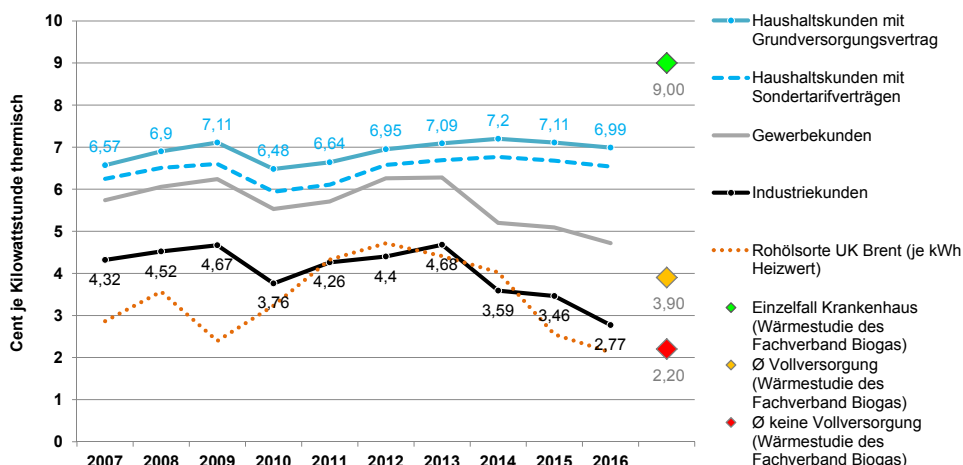


Abb. 11: Der Marktwert von Wärme(-träger) in Cent je Kilowattstunde-Gaspreis nach Verbrauchergruppe und Rohölpreis in den Jahren 2006 bis 2016 nach Statista (2017) und FvB (2017) Hinweis: Umrechnung Rohöl: 1 Barrel = 158,99 Liter, 11,63 kWh/l

Marktwert Treibhausgas(THG)–Vermeidung

Die Abbildung 12 zeigt die Marktentwicklung des sogenannten „CO₂-Zertifikathandels“. In Abbildung 13 wird diese mit der THG-Bewertung nach Umweltbundesamt verschnitten und so der THG-Vermeidungs-Marktwert der Biogaswärme und des Biogasstroms abgeleitet. Es ergibt sich folgendes Bild:

- Laut UBA emittierte eine deutsche Biogasanlage je Kilowattstunde Bruttostromerzeugung im Jahr 2007 rund 323 und in den Jahren 2012/2013 rund 423 Gramm CO₂-Äquivalent. Damit stieg die verursachte THG-Emission von 2007 bis 2012 bzw. 2013.
- Laut UBA konnte jede Kilowattstunde Bruttostromerzeugung nach ihrer anteiligen Einspeisung ins öffentliche Netz Strom mit folgenden THG-Salden verdrängen: Im Jahr 2007 Strom mit 853 Gramm, im Jahr 2012 Strom mit 823 Gramm und im Jahr 2013 Strom mit 816 Gramm THG-Netto-Emission. Damit sank die rechnerisch vermiedene THG-Emission zwischen 2007 und 2012 sowie zwischen 2012 und 2013, weil der verdrängte Strommix im öffentlichen Netz sich aus THG-Vermeidungssicht verbesserte.
- Im Saldo konnte durch die Biogas-Stromeinspeisung die Treibhausgasemission verringert werden: Im Jahr 2007 rund 530 Gramm, im Jahr 2012 rund 400 Gramm und im Jahr 2013 rund 394 Gramm je Kilowattstunde Bruttostromerzeugung. Damit sank der THG-Vermeidungseffekt durch Biogasstromeinspeisung ins öffentliche Stromnetz zwischen 2007 und 2012 sowie zwischen 2012 und 2013.

Bei der Diskussion der THG-Vermeidung sollte insbesondere beachtet werden:

- Mit steigendem Anteil der Erneuerbaren Energien im deutschen Strommix wird der Referenzwert der durch Biogasstrom verdrängten Kilowattstunde kontinuierlich besser, der Biogasstrom steht relativ gesehen schlechter da. Das UBA schätzte 2013 die THG-Emission einer Kilowattstunde Photovoltaikstrom auf 55 Gramm, die THG-Emission einer Kilowattstunde Onshore-Windstrom auf 9 Gramm und die THG-Emission von einer Kilowattstunde Biogasstrom auf 423 Gramm CO₂-Äquivalent.
- Es sollte daher zukünftig auch bei hohem Solar- und Windstromanteil im Strommix zu jedem Zeitpunkt vermeiden werden, dass die Biogasstromeinspeisung z.B. PV-Strom im Netz verdrängt. Dann würde die Einspeisung von Biogasstrom im Saldo zu einer Mehremission von 368 Gramm CO₂-Äquivalente je Kilowattstunde führen (siehe UBA-Werte aus 2013).
- Die NawaRo-Produktion verursacht THG-Emissionen (THG-Lastschrift). Die Vergärung von Wirtschaftsdünger anstelle dessen Lagerung in einen offenen Güllebehälter führt zu einer THG-Gutschrift.

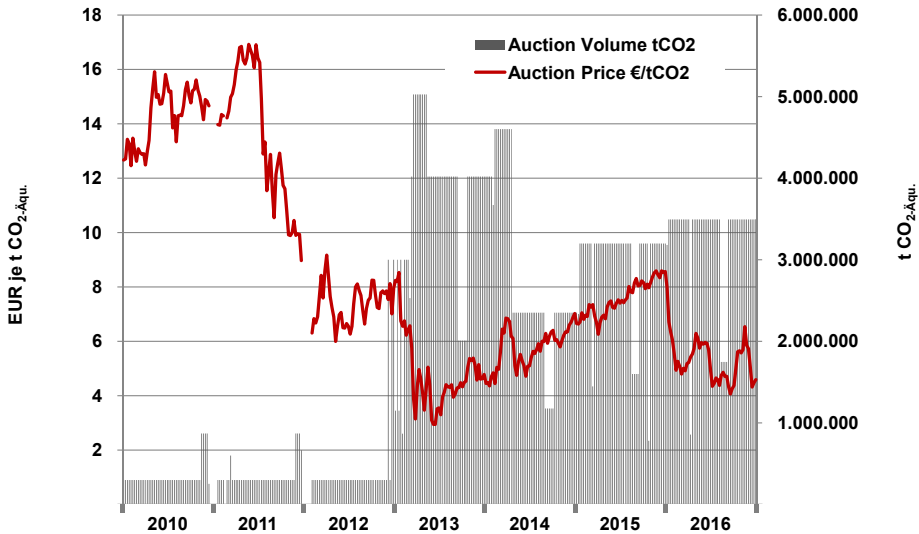


Abb. 12: Der Marktwert der Treibhausgas(THG)-Vermeidung – Primary Market Auction der European Emissions Allowances (EUA) an der European Energy Exchange (EEX) in den Jahren 2010 bis 2016 nach EEX (2017)

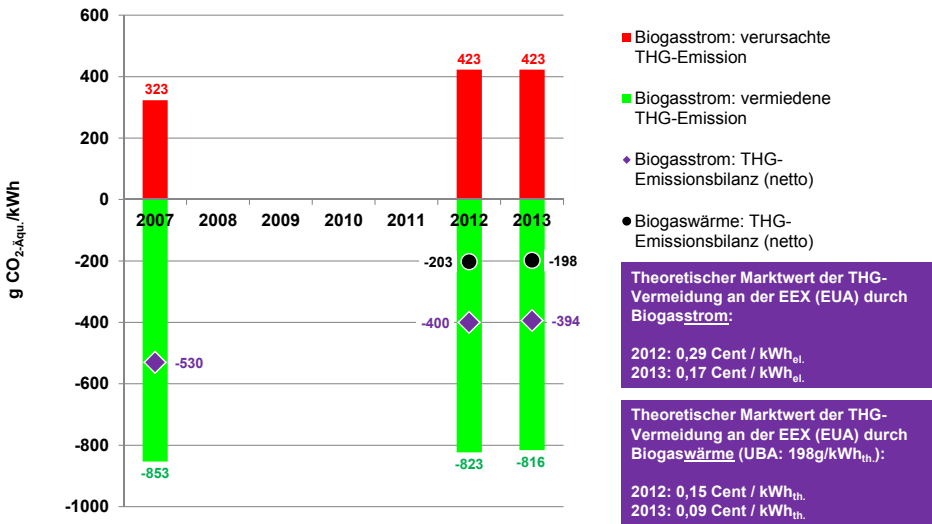


Abb. 13: Spezifische Treibhausgasemissionen der Bruttostromerzeugung und Bruttowärmeerzeugung aus Biogas der Jahre 2007, 2012 und 2013 nach UBA (2007), UBA (2013) sowie (UBA 2014), bewertet mit dem Marktwert der THG-Vermeidung nach EEX (2017)

2.4 Marktverwertungswert von Substrat

Der Biogasunternehmer muss die Höhe und Struktur seiner Kosten auf diese Marktsituation ausrichten. In Abbildung 14 wird der Marktverwertungswert von Substrat in Form einer schematisch vereinfachten Darstellung diskutiert. Die Betrachtung aller EEG-Novellen unterstützt explizit die Diskussion zum Marktverwertungswert von Substrat und damit implizit zur Frage, ob das EEG 2017 betriebswirtschaftlich eine (neue) Perspektive ist?

- Während das EEG im Jahr 2000 mit einer Vergütungshöhe von rund 10 Cent je Kilowattstunde startete (20 Pfennig), erhöhten vor allem die Boni aus dem EEG 2004 und EEG 2009 nicht nur die Vergütungshöhe deutlich, sondern auch die Betriebs- und Fixkosten. Beispielsweise wurden häufig zur Inanspruchnahme des Güllebonus neue Gärbehälter zugebaut. Allerdings ergaben eigene Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen bei bayerischen Bestandsanlagen (BZA Biogas-Auswertungen) auch Substratkosten „frei Eintrag“ in Höhe von rund 10 Cent je eingespeister Kilowattstunde. Dies zeigt, dass die höheren EEG-Vergütungssätze nicht nur höhere Betriebs- und Fixkosten erlaubten, sondern auch ein deutlich höheres Substratkostenniveau.
- Das EEG 2012, das EEG 2014 und nicht zuletzt das EEG 2017 senkten die EEG-Vergütung wieder deutlich ab, unter anderem durch den Wegfall verschiedenster Boni. Es ist daher davon auszugehen, dass die EEGs 2012 bis 2017 nur deutlich niedrigere Substratkosten ermöglichen, insbesondere, weil die Betriebs- und Fixkosten aufgrund von Auflagen aus dem Nicht-EEG-Bereich nicht wesentlich gesenkt, vielleicht sogar höher angesetzt werden müssen.
- Für einen wirtschaftlichen Betrieb landwirtschaftlicher Biogasanlagen dürfen die Substrate maximal den Anteil vom Umsatz kosten, der nicht von den Betriebs- und Fixkosten der Biogasanlage „aufgefressen“ wird. Substrate dürfen damit nur den „Rest“ kosten! Bei einer theoretisch vollständig marktintegrierten Biogasanlage könnte diese Höhe des „Substratverwertungswerts“ in Abhängigkeit der Strommarktverhältnisse jährlich stark schwanken. Aber auch bei nur teilweise von den Markterlösen abhängigen Biogasanlagen stellt sich aufgrund der im Beitrag dargestellten Marktvolatilität die Frage, wie mit dem Marktrisiko in der Betriebsführung und Finanzierung umgegangen werden kann/muss.

der EEG-Anteil im Vergütungsmix einer Biogasanlage sinkt im Gleitflug auf 0 %. Marktintegration bedeutet, der Marktanteil im Vergütungsmix einer Biogasanlage nimmt im Steigflug auf 100 % zu.

Denn, was die Marktintegration nicht benötigt:

- Die Marktintegration benötigt KEINE Planwirtschaft: Sind „Ausbaupfad“, „Höchstbemessungsleistung“ und „Kapazitätsprämien“ nicht Elemente einer Planwirtschaft, die kurzfristig vor allem Besitzstände wahren und langfristig eine wirklich marktkonforme Lösung blockieren?
- Die Marktintegration benötigt KEINE Quersubventionen und Querregulierungen: Fördern ein „KWK-Bonus“, ein „Landschaftspflegebonus“, ein „Gülle-Bonus“ tatsächlich unmittelbar den Biogasanlagenbetreiber oder belasten diese Elemente nicht vor allem den nicht-privilegierten Stromkunden zu mittelbaren Gunsten des Nahwärmekunden, des Naturschutzes, des Flächeneigentümers? Hat ein „Maisdeckel“ tatsächlich etwas im EEG zu suchen? Darf ein EEG damit ein Instrument zur Durchsetzung politischer Wünsche im Bereich der Umwelt-, Klima-, Agrar-, Forst- oder Abfallpolitik sein?

Literatur

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2017): Strompreisanalyse Mai 2017. S. 8

European Energy Exchange (EEX) (2017): European Emission Allowances Auction, Zugriff am 01.06.2017

European Power Exchange (EPEX) (2017): Marktdaten Day-Ahead-Auktion, Zugriff am 02.06.2017

Fachverband Biogas (FvB) (2016): Biogasbranche baut Wärmebereitstellung weiter aus, Pressemitteilung vom 03.11.2016

Frankfurter Allgemeine Zeitung (FAZ) (2017): Stromnetz kurz vor dem Zusammenbruch. Andreas Mihm. <http://www.faz.net/-gqe-8ymv3>, Zugriff am 09.06.2017

regelleistung.net (2017): Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Datencenter, www.regelleistung.net; Zugriff am 09.06.2017

Statista (2017): Gaspreis nach Verbraucherguppe, Zugriff am 01.06.2017

Statista (2017): Preisentwicklung der Rohölsorte UK Brent in den Jahren 1976 bis 2017 (in US-Dollar je Barrel), Zugriff am 01.06.2017

Statista (2017): Jährliche Entwicklung des Wechselkurses des Euro gegenüber dem US-Dollar von 1999 bis 2016 (in US-Dollar), Zugriff am 01.06.2017

Umweltbundesamt, UBA (2007): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007, S. 84 f.

Umweltbundesamt, UBA (2013): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012. Climate Change 15/2013, S. 20 ff.

Umweltbundesamt, UBA (2014): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013. Climate Change 29/2014, S. 26 ff.

Anpassungsstrategien für die Restlaufzeit von Biogasanlagen

PETER SCHÜNEMANN-PLAG

1 Aufgabenstellung

In Deutschland sind seit den 90er-Jahren rund 9.000 Biogasanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von rund 4.200 MW errichtet worden. Der aktuelle Bestand teilt sich dabei im Wesentlichen auf die Kohorten 2004 und 2009 auf. Die wirtschaftliche Herausforderung besteht in der Erwirtschaftung eines optimalen Gesamtgewinns in der begrenzten Projektlaufzeit von 20 Jahren. Während auf der einen Seite zunehmend – überwiegend aus dem landwirtschaftlichen Sektor – Herausforderungen an die Anlagen herangetragen werden, die zu Anpassungsreaktionen führen, wächst dem Biogassektor zuletzt aus dem EEG 2017 die Chance eines Weiterbetriebs für 10 Jahre zu.

Der vorliegende Beitrag befasst sich daher zunächst grundsätzlich mit der Thematik der Produktionsschwelle, also der optimalen Auslastung in Abhängigkeit von ökonomisch bedingten oder relativen und absoluten externen Einschränkungen (Auflagen).

Weiterhin geht es um ökonomisch sinnvolle Anpassungsreaktionen auf diese neuen Produktionsgrenzen.

In diesem Zusammenhang wird der Einfluss der aktuellen Anlagenrentabilität, der Restlaufzeit und einer mögliche Fortführungsperspektive auf die möglichen Anpassungen beleuchtet.

Zuletzt wird die Halbzeitinvestition als Fixpunkt aller Anpassungs- und Fortführungsstrategien definiert.

2 Ökonomische Produktionsschwelle

Vollkostenrechnungen für Betriebszweige oder ganze Unternehmen weisen in der Regel indizierte Durchschnittskosten aus (also z. B. Inputkosten je kWh erzeugten Stromes). Aus entscheidungsorientierter Sicht ist dies nicht hinreichend. Hier ist es hingegen notwendig, Kosten und Leistungen der Höhe nach zu sortieren und den Punkt zu finden, bei dem der Grenzerlös (als Differenz beider Größen) noch sicher positiv ist.

Während auf der Seite der Leistungen die degressive Vergütung mit zunehmender Anlagengröße anzuführen ist, stehen auf der anderen Seite die Kilowattstunden mit den höchsten Erzeugungskosten. Hierbei kann es sich um die teuerste Substratherkunft han-

deln, aber auch die Ausweitung der Produktion mit dem schwächeren BHKW (mit dem geringeren elektrischen Wirkungsgrad) kann damit gemeint sein.

Erläuterung zu Tabelle 1: In der Senkrechten sind die Kostenstufen abgebildet (kumuliert), während in der Waagerechten die Verrechnung nach Bezugsgröße entsprechend den Parametern erfolgt. Das Tool kann auf Nachfrage herausgegeben werden.

Das angeführte Beispiel zeigt einen hohen Preis ab Feld (Ertragskraft, besonderes Jahr, hohe Nettopacht), hohe Erntekosten (Entfernung, Zuschnitt, Ertragskraft) und hohe Ausbringungskosten für den Gärrest. Daneben ist die Umsetzung des erzeugten Gases in Strom durch einen geringen elektrischen Wirkungsgrad nicht zufriedenstellend. Die resultierenden Grenzkosten je kWh sind mit rund 18 Cent nicht eindeutig geringer als die Grenzvergütung (oberhalb 150 kW ohne KWK-Bonus, Gülleanlage EEG 2004/09). Je nach Betroffenheit ist eine Produktionsabsenkung um 10–25 % zu bedenken.

Tab. 1: Berechnung der spezifischen Substratkosten

Kosten Substrate frei "Schnittstelle" nach "Bezugsgrößen"							
Substrat	Maissilage		Maissilage				
Kosten	€/ Tonne FS	Parameter	Einheit	Ihr Wert	Vorschlag		
Preis ab Feld	30,00	Trockensubstanz [TS]	%	33,0	33,0		
Ernte und Transport	9,00	Organische Trockensubstanz [oTS]	%	96,0	96,0		
Einlagern (inkl. Folie u. Silierrn.)	2,50	Biogas	Nm ³ /T oTS	653,8	653,8		
Festkosten des Silos	0,00	Methan	%	52,0	52,0		
Verluste	9,0%	Heizwert Methan (H _i)	kWh	9,97			
Verlustkosten (virtueller Zukauf)	4,10	Wirkungsgrad BHKW	%	36,0%			
Aufbereitung		Fugatwert (m ³ Gärrest / t FS)	%	0,76	0,76		
Befüllen Fermenter	3,50	Parameter		Einheit	Ihr Wert		
Veränderl. Kosten Anlage	15,00	Methanertrag des ausgewählten Substrates	Nm ³ / t FS	107,7	107,7		
Gärrestaubsbringung	7,00	Stromertrag des ausgewählten Substrates	kWh/ t FS	386,5	386,5		
Stufe ("Schnittstelle")	€/ t FS	€/ t TS	€/ t oTS	Ct / Nm ³ Biogas	Ct / Nm ³ Methan	Ct / kWh Methan (H _i)	Ct / kWh Strom
ab Feld	30,00	90,91	94,70	14,48	27,85	2,79	7,76
frei Silo	39,00	118,18	123,11	18,83	36,21	3,63	10,09
Siliert	41,50	125,76	131,00	20,03	38,53	3,87	10,74
Siliert inkl. Verlustausgleich	45,60	138,20	143,95	22,02	42,34	4,25	11,80
Siliert inkl. Festkosten	45,60	138,20	143,95	22,02	42,34	4,25	11,80
Aufbereitung frei Eintrag	45,60	138,20	143,95	22,02	42,34	4,25	11,80
Frei Fermenter	49,10	148,80	155,00	23,71	45,59	4,57	12,70
Frei Gärrestlager	64,10	194,26	202,35	30,95	59,51	5,97	16,58
Nach Gärrestaubsbringung	69,42	210,38	219,14	33,52	64,45	6,47	17,96
					375 kW	450 kW	500 kW

3 Genehmigte Produktionsschwelle

Die absolute Genehmigungsgrenze einer Biogasanlage ist die in der Baugenehmigung festgelegte Größe. Diese kann sowohl die Gesamtgröße der installierten Kilowatt (elektrisch), die Obergrenze der Stromproduktion oder auch die zulässige Menge an Biogas, die maximal produziert werden darf, betreffen. Häufig werden aber auch die Inputstoffe direkt angesprochen und mit individuellen Einsatzgrenzen versehen.

Mit der Novellierung der Düngeverordnung und im Zuge der Umsetzung der EU-Agrarreform sind neue Auflagen entstanden, die nachträglich Wirkung auf den Anlagenbestand ausüben. Hier sind namentlich zu nennen:

- die Obergrenze für die Ausbringung von Wirtschaftsdüngern (bisher tierischer Herkunft) in Höhe von 170 kg Stickstoff/ha
- die notwendige Lagerdauer von 9 Monaten für gewerbliche Anlagen ohne ausreichende Flächengrundlage
- die Einhaltung einer Mindestfruchtfolge

Die Auflagen können dabei je nach individueller Voraussetzung der jeweiligen Anlage unterschiedlich tief und unterschiedlich stark wirken. Eine Auflage zwingt die Anlage zunächst immer auf ein niedrigeres Auslastungsniveau. Die Ausweitung der Auslastung auf das vorherige Niveau ist hingegen mit Kosten verbunden. Abbildung 1 zeigt exemplarisch eine Anlage, die ab einer Auslastung von 50 % zunehmend von verschiedenen Auflagen betroffen ist. Die damit verbundenen Kosten wirken kumulativ.

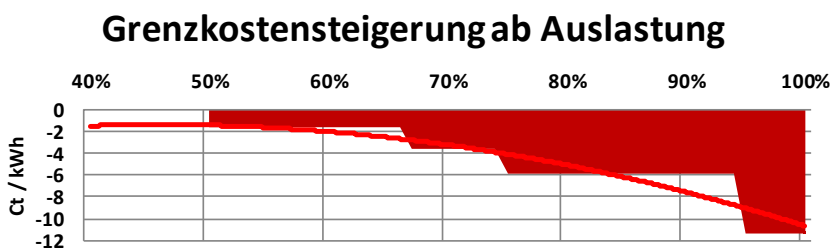


Abb. 1: Lastprofil (Grenzkostenpfad) einer Biogasanlage unter Auflagen

4 Problemlösung durch Effizienzerhöhung

Um den Umfang investiver Maßnahmen zu minimieren oder deren Stoßrichtung zu optimieren, ist die Untersuchung des IST-Zustandes der Anlage insbesondere hinsichtlich der Effizienz unabdingbar. Ziel ist es, den Stoffstrom zu minimieren und dabei möglichst die Strom- und Wärmeproduktion beizubehalten.

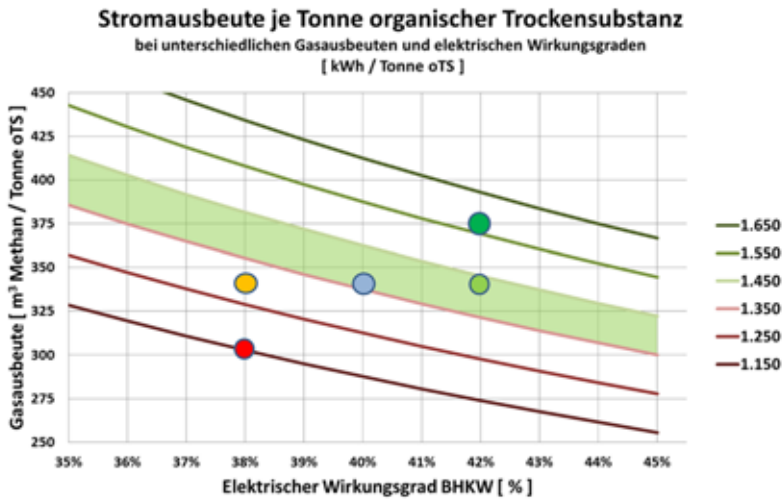


Abb. 2: Erhöhung der Effizienz

Abbildung 2 zeigt, wie die Stromausbeute je Tonne organischer Trockensubstanz in die effiziente Gas- und Stromausbeute zerfällt.

Während die Verbesserung der Gasausbeute durch die Wahl der Einsatzstoffe (z. B. Verweilzeit verbessernd), Verbesserung der Verfahrenstechnik (z. B. Gärtemperatur), Einsatz geeigneter Hilfsstoffe (z. B. Spurenelemente, Enzyme) und Aufbereitungstechniken erreicht werden kann, was meist zu Mehrkosten und damit zu einer Vergleichsrechnung führt, ergibt sich die Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades im Rahmen der Flexibilisierung häufig von selbst. Allerdings ist beim Austausch von vorhandenen Zündöl-BHKW durch Gas-Otto-BHKW die wegfallende Zündölmenge durch zusätzlichen Substrateinsatz auszugleichen.

5 Problemlösung durch Substrataustausch

Die Möglichkeiten des Substrataustausches zur Problemlösung dürfen nicht überschätzt werden, zu ausgeglichen wirkt der Silomais in den meisten Rationen. Trotzdem bestehen unter Berücksichtigung der Engpasseigenschaften der Substrate Möglichkeiten, auflagenbedingte Probleme anzugehen.

Tabelle 2 zeigt die unterschiedlichen Engpasseigenschaften der betrachteten Substrate hinsichtlich

- Kosten
- Energiedichte (Verweilzeit)
- Nährstoffdichte (170-kg-N-Grenze, häufig ist aber P das drängendere Problem)
- Energiedichte je m³ anfallenden Gärrest (hier als Gärrestdichte bezeichnet)

Tab. 2: Engpasseerträge typischer Inputstoffe

Input-Stoff	Grunddaten ^{*1}			Zusatzdaten ^{*2}		Kosten ^{*3}	Spezifische Engpasseerträge		
	m ³ CH ₄ /t oTS	% TS	% oTS	kg N / t FS	Fugat- wert	Cent / m ³ CH ₄	Energiedichte	Nährstoffdichte	Gärrestdichte
							m ³ CH ₄ /t FS	m ³ CH ₄ /kg N	m ³ CH ₄ /m ³ GRA
Getreidekorn	380	87	97	17,0	0,25	43,4	321	18,9	1283
CCM	380	65	98	10,0	0,45	43,9	242	24,2	538
Zuckerrüben	360	23	90	1,8	0,80	45,8	75	41,4	93
Maissilage	340	35	95	4,3	0,74	38,1	113	26,3	153
Grassilage	320	35	90	7,6	0,75	44,7	101	13,3	134
Rindergülle	210	8,5	80	5,0	0,98	36,4	14	2,9	15
Schweinegülle	250	6	80	5,0	0,99	43,1	12	2,4	12
Rinderfestmist	250	25	85	5,0	0,93	43,0	53	10,6	57
Geflügel festmist	280	40	75	24,0	0,76	34,9	84	3,5	111

¹ KTBL (2015): Biogasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, KTBL-Heft 107, Darmstadt, 3. Auflage.

² Landwirtschaftskammer Niedersachsen: „Biogas Fugatnachweis, In-Outputbilanz“ (N für Gülle = Durchschnitt Analysewerte; Grassilage TS-korrigiert).

³ KTBL (2017): Annahmen mit Gärrestaubsbringung und Ab- / Aufwertungen im Gärprozess. In: Anpassungsstrategien für Biogasanlagen, KTBL-Heft 118, Darmstadt.

So zeigt sich, dass das Lagerproblem durch den Einsatz von Getreide deutlich gemindert werden kann. Der Verzicht auf Geflügelfestmist reduziert den Nährstoffanfall erheblich. Fremdgülle macht in der Regel nur bis zur sicheren Einhaltung der 30-%-Grenze Sinn.

Die Berechnung der spezifischen Austauschkosten (oder Leistungen) je m³ Gärrestersparnis oder kg N helfen, mit anderen „Problemlösungskosten“ direkt zu vergleichen. So kommen als Stickstoffminderungsstrategien alternativ Nährstoffexport (ggf. mit vorgeschalteten Aufbereitungsprozessen) oder Flächenzupacht in Frage. Zur Beseitigung der Lagerproblematik kommt der Behälterbau, die Separation oder die Gärresttrocknung in Frage.

6 Problemlösung durch Lagerraumbau

Der Zubau von Lagerraum verursacht – besonders bei sinkender Restlaufzeit – höchste Kosten und muss daher möglichst vermieden werden. Der Lagerraumbau konkurriert dabei in der Vorteilhaftigkeit mit den schon besprochenen Maßnahmen zur

- Verbesserung der Effizienz
- Rationsverdichtung
- Gärrestseparation und -trocknung
- Leistungsreduzierung nach Ausschöpfung aller anderen Möglichkeiten

Gerade der Produktionsverzicht gewinnt vor dem Hintergrund der Grenzkostenbetrachtung erheblich an Bedeutung. Denn keinesfalls dürfen die Durchschnittskostensteigerungen für die Entscheidung herangezogen werden. Die zusätzlichen Kosten sind im Gegenteil nur auf die Kilowattstunden zu verrechnen, auf die sich der Behälterbau bezieht. Im Beispiel in Tabelle 3 verdreifachen sich die Grenzkosten dadurch!

Tab. 3: Gesamtkosten und spezifische Kosten des Baus von Lagerraum für verschiedene Modellbetrachtungen (KTBL 2017, mit Ergänzungen)

Größe	Einheit	1	2	3	4	5
Rindergülle (eigen)	t / a	0	3.254	5.382	4.531	13.517
Schweinegülle (Zukauf)	t / a	0	1.301	8.611	0	0
Maissilage	t / a	8.988	8.460	7.535	8.415	7.279
Maissilage	% der Ration	100%	65%	35%	65%	35%
Summe Input	t / a	8.988	13.015	21.528	12.946	20.796
Gärrestanfall	m ³	6.414	10.458	19.015	10.386	18.262
Bestand 6 Monate	m ³	3.216	5.243	9.533	5.207	9.156
Lagerraumbedarf 9 Monate	m ³	4.815	7.850	14.274	7.797	13.709
Notwendiger Zubau 3 Monate	m ³	1.599	2.607	4.741	2.589	4.553
Alternativ: Gärrestreduzierung	t / a	2.130	3.473	6.315	3.449	6.065
Summe Belastung	€ / a	19.820	27.861	38.438	27.752	37.596
Summe Belastung	Ct / kWh	0,50	0,70	0,96	0,69	0,94
Summe Belastung	€ / a / m ³ Zubau	12,40	10,69	8,11	10,72	8,26
Grenzstromertrag (Zubau)	kWh / a / m ³ Zubau	834	511	281	515	293
Summe Grenzbelastung	Ct / kWh	1,49	2,09	2,88	2,08	2,82
Summe Belastung	€ / m ³ GRA	3,09	2,66	2,02	2,67	2,06
Summe Grenzbelastung	€ / m ³ GRA	9,31	8,02	6,09	8,05	6,20

Nicht unerheblich für mögliche Bauentscheidungen ist die Interpretation der spezifischen Baukosten. So haben in unseren Beispielen die Anlagen mit hohen (Fremd-)Gülleanteilen zwar niedrige Baukosten je m³, da sie aber nur für Güllegärrest bauen, ist der Grenzstromertrag je m³ Zubau äußerst gering. Dies führt in der Kombination zu hohen Grenzkosten je kWh Strom.

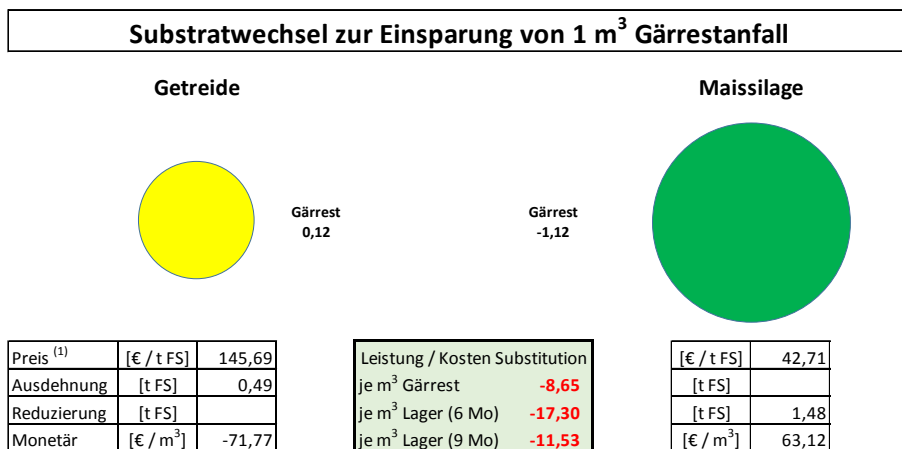


Abb. 3: Substitution von Substraten zur Lagerraumersparnis

Die Kosten je Jahr und m³ Zubau können direkt verglichen werden mit den Substitutionskosten je m³ Lager (Abb. 3). Für Fall 1 läge der Behälterbau z. B. geringfügig höher (12,40 € gegenüber 11,53 €), bedeutet jedoch eine endgültige Festlegung.

In diesem Zusammenhang ist unbedingt auf das KTBL-Heft „Anpassungsstrategien für Biogasanlagen“ (KTBL 2017) zu verweisen, in dem wichtige Berechnungen und Hintergrundinformationen zu finden sind.

7 Einfluss der Anlagenrentabilität

Für die Investitionsentscheidung ist der zukünftige Zeithorizont der Nutzung von ausschlaggebender Bedeutung. Hierbei scheinen Anlagen mit momentan langjährig hohen Ergebnissen im Vorteil zu sein. Dies ist unter folgender Einschränkung richtig: Das aktuelle Gewinnniveau im EEG 2004/2009 ist z. T. gleichzeitig von hohen Umsatzerlösen und hohen Kosten begleitet. In Zukunft (Verlängerungsoption) ist von einer weitgehenden Nivellierung der durchschnittlichen Umsätze auszugehen. Dabei sind Zusatzerlöse neben den Umsätzen aus den Ausschreibungsergebnissen und dem Flexibilitätzuschlag in Form von Wärmeverkäufen oder anderen Markterlösen sinnvoll und hilfreich. Trotzdem ist bei den meisten Anlagen eine Kostensenkung von mindestens 10 % bis zu 30 % notwendig, um nach der 20-jährigen Laufzeit einen ökonomische Weiterbetrieb anstreben zu können.

Eindeutig sind Anlagen im Vorteil, die auf der einen Seite Kostenführer sind, auf der anderen Seite aber derzeit die degressive Vergütungsstruktur des EEG hinnehmen müs-

Leistungs- / Kostenverhältnis Gebots-Situation Kostensenkung von 10% (oder mehr) möglich?

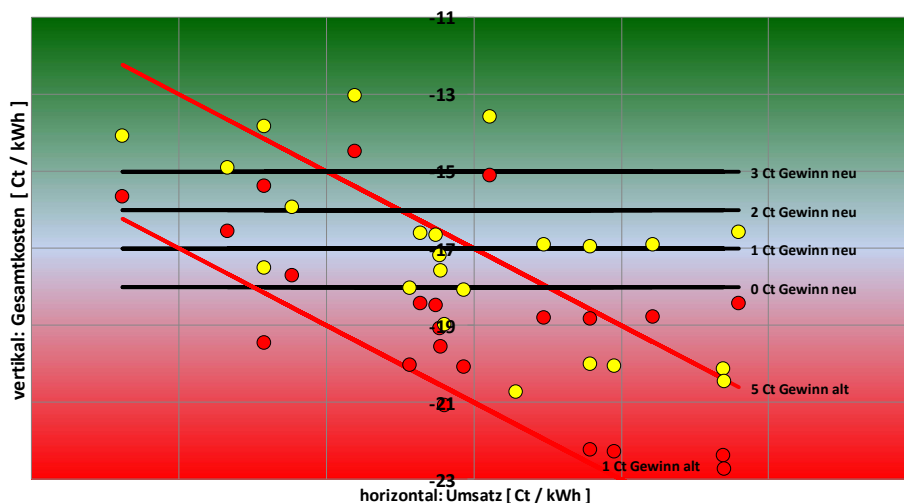


Abb. 4: Isogewinnlinien aktueller Anlagen im EEG 2017 mit 10 % Kostensenkung

sen. Diese Anlagen haben eine starke Überlebenschance. Abbildung 4 zeigt die Isogewinnlinien aktueller Anlagen im EEG 2017 mit 10%iger Kostensenkung.

8 Einfluss der Anlagenrestlaufzeit

Das Grundproblem für die nachhaltige Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen besteht in der begrenzten Projektlaufzeit von 20 Jahren. Nicht nur, dass einzelne schlechte Jahre (z. B. Anfangsjahre) einen ungleich höheren Einfluss auf das Gesamtergebnis ausüben als bei fortdauernden (sogenannten unendlichen) Projekten, es besteht auch grundsätzlich das Problem der Restwertminimierung.

In der Regel besitzen nicht alle Teile einer Biogasanlage eine wirtschaftliche und technische Lebensdauer von genau 20 Jahren. Gleichzeitig kann eine Anlage jedoch nur vollständig betrieben werden. Hieraus ergibt sich das Problem einer angemessenen Ersatz- und Reparaturstrategie.

Dabei sind Anlagen Erweiterungen auf die Anfangsjahre zu beschränken. Die Flexibilitätsprämie hat allerdings ein zusätzliches Fenster geöffnet. Auch die Fortführungsoption um weitere 10 Jahre kann unter bestimmten Voraussetzungen zu veränderten Beurteilungen führen.

Insgesamt ist heute schon in Auswertungen festzustellen, dass Unterhaltung und Ersatz gemeinsam betrachtet werden sollten. Bis jetzt sind die Ersatzbeschaffungen unter der Erwartung geblieben, die Reparaturkosten sind jedoch mit 1,5–2,0 ct/kWh z.T. höher als erwartet.

Das Problem ist theoretisch nicht lösbar, sondern muss von Praktikern zeitnah bearbeitet werden. Allerdings kann vor dem Hintergrund der Gesamtlaufzeit eine Ertüchtigung der Anlage z.B. zur Halbzeit und zur Flexibilisierung auch als Vorgriff auf später sowieso notwendigen Ersatz betrachtet werden.

9 Einfluss der Fortführungsperspektive

Das aktuelle EEG 2017 eröffnet ein Fenster für eine Fortführung des Anlagenbetriebs über 20 Jahre hinaus. Allerdings wird der durchschnittliche Umsatz je kWh deutlich sinken. Möglicherweise können unter günstigen Umständen rund 18 Cent erreicht werden. Daraus resultieren maximale Planvollkosten von 15 ct/kWh. Dies ist in Zukunft möglich, wenn die Anlagen in ihren sogenannten „Primärkosten“ (Vollkosten ohne Zins und AfA) deutlich unter 15 Cent liegen.

Auswertungen in Arbeitskreisen zeigen, dass von erfolgreichen Anlagen schon heute Primärkosten von um 13 ct/kWh erreicht werden. Aktuell kommen ca. 3 Cent für Zins und AfA hinzu. Wenn es gelingt, die Fortführungsinvestitionen gering zu halten, können diese Kosten wahrscheinlich halbiert werden. Dazu gehört zwingend, dass die Flexibilisierung im 20-jährigen Zeitraum möglichst unter voller Ausnutzung der 10 Jahre Flexibilitätsprämie durchgeführt wird (siehe Tab. 4.1). Dabei ist dem „Übergabewert“ der Altanlage besonderes methodisches Augenmerk zuzuwenden. Ganz allgemein ist bei einem Weiterbetrieb davon auszugehen, dass das Vorprojekt (20 Jahre EEG) alle Kosten

Tab. 4.1: Modell für den flexiblen Weiterbetrieb nach 20 Jahren EEG-Laufzeit

Annahmen für den flexiblen Weiterbetrieb + 10 Jahre		
Leistung (500 kW alt + 900 kW Flex 2015)	1.400	kW
Gasausbeute	110%	KTBL
Wirkungsgrad BHKW	41,3%	
Stromproduktion (Höchstbem.leistg.)	4.380.000	kWh
Anschlussinvestition	500.000	1.071 €/kW
- Übergabewert Altanlage	70.000	150 €/kW
- BHKW-Überholung	135.000	289 €/kW
- sonstige Technik	225.000	482 €/kW
- Baulich/Planung	70.000	150 €/kW
Ø Nutzungsdauer (ND)	10,0	Jahre

Tab. 4.2: Modell für den flexiblen Weiterbetrieb nach 20 Jahren EEG-Laufzeit

Ration inkl. Beschickung	Menge [t]	Anteil	€/t	€/Jahr
Maissilage	6.000	44,0%	43,00	258.000
Zuckerrüben		0,0%	41,00	0
Ganzpflanzensilage		0,0%	38,00	0
Grassilage	2.000	14,7%	38,00	76.000
Rindermist (eigen)	650	4,8%	1,50	975
Rindergülle (eigen)	5.000	36,6%	0,50	2.500
Summe (Ø) Substratkosten	13.650	100,0%	24,72	337.475
Gärprodukte ohne Gülle	5.960	44%		
Belastetes Wasser	1.500	11%		
Summe Gärrestausringung	7.460	55%	3,00	22.380

zu tragen hat, die bis dahin angefallen sind. Der Übergabewert kann somit höchstens aus dem entgangenen Nutzen einer alternativen Verwertung – vermindert um die ersparten Kosten des Abrisses – bestehen. Bei Anlagen mit Satelliten (Inbetriebnahmekaskaden) wird es komplizierter.

Weiterhin sollten die tatsächlichen Leistungen und Kosten der Biogasanlage so ermittelt werden, wie sie entstehen oder wegfallen würden, wenn die Biogasanlage nicht bestehen würde. Dies kann im Detail sehr kompliziert werden. Immerhin sollten aber die Schnittstellen zur Landwirtschaft einer gründlichen Nachberechnung (Güllelieferung, Gärrestausringung, Substratkosten, Arbeitslohn usw. – siehe Tab. 4.2) unterzogen werden. Größeneffekte im Maschinenbereich, Pachtpreise, steuerliche Effekte usw. sind dabei schwieriger abzugrenzen.

Tab. 4.3: Modell für den flexiblen Weiterbetrieb nach 20 Jahren EEG-Laufzeit

Leistung	Total	Ct / kWh
Ausschreibungsgrundpreis (2023 _{max})	696.858	15,91
Flexibilitätszuschlag	56.000	1,28
Fahrplan / Regelenergie	15.330	0,35
Wärmeverkauf	21.900	0,50
Gesamt	790.088	18,04
Kosten	Total	Ct / kWh
Annuität (Ø ND; 3,5%)	60.121	1,37
Unterhaltung (RWU)	78.840	1,80
Substrat frei Fermenter inkl. Gärrest	359.855	8,22
Sonstiges Material (Öl, Zusatzstoffe)	27.500	0,63
Strom (7,5 % zu 16 Ct / kWh)	52.560	1,20
Personal	32.500	0,74
Sonstige Kosten (Vers., Gebühren, etc.)	35.000	0,80
Gesamt	646.376	14,76
Gewinn	143.712	3,28

In der Zusammenfassung ist ein Ertragsmodell denkbar, dass bei einem Gewinn vor Steuern von rund 3 ct/kWh ausgeht. Dabei sind die Annuität und die Substratkosten im Beispiel berechnet, die Unterhaltungskosten sind um 20 % erhöht und die restlichen Kosten sind zu 100 % aus dem Durchschnitt von Auswertungsbetrieben entnommen.

10 Halbzeitinvestition als Kombination aller Maßnahmen

Aktuell finden sich viele Anlagen sowohl vor der Herausforderung der Flexibilisierung als auch vor der Notwendigkeit, umfangreiche Ersatzinvestitionen vorzunehmen. Gleichzeitig drücken Auflagen und nötigen die Anlagen zu größeren Anpassungsinvestitionen. Da nicht alle Einzelmaßnahmen auf den ersten Blick rentabel erscheinen (Anpassungsinvestitionen sind rentabel, wenn die Einschränkung der Auflage mitgedacht wird), geht die Tendenz zum Investitionspaket, für das als Ganzes die finanzielle Tragfähigkeit nachgewiesen werden kann.

Dabei kommen je nach Alter der Anlage

- das Blockheizkraftwerk und die Gasaufbereitung,
- der Substrateintrag und die Rührwerke,
- die Behälter (vordringlich Fermenter),
- die Flexinvestition,
- Effizienzmaßnahmen und
- die Schaffung von Lagerraum

in den Fokus. Hier überlagern sich also Erweiterungsinvestition und Ersatzinvestitionen der verschiedenen Inbetriebnahmejahre. Die Halbzeitinvestition ist nach der Erstinvestition die wahrscheinlich größte Investitionsmaßnahme im Anlagenleben.

Mit jedem Ersatz steht das Inventar grundsätzlich zur Disposition, seine Kosten werden für den Moment der Investition also wieder flexibel, bevor sie nach der durchgeführten Investition sofort wieder fest sind. Dieser Moment der Entscheidung wird sinnvollerweise zur Neuausrichtung genutzt und die Maßnahme auch hinsichtlich Rationalisierungs-, Diversifizierungs- und Erweiterungsmöglichkeit geprüft.

Vor dem Hintergrund einer möglichen 30-jährigen Laufzeit haben die meisten Anlagen derzeit erst ca. 1/3 ihrer Laufzeit hinter sich. Mögliche große Ersatzausgaben sind für die Zukunft zu erwarten.

Zyklus der notwendigen Ersatzinvestitionen [€ / Monat] ! Kohorte aus 2006 (+/-), Sat (+5), Flex (+10), EEG 2017-Folge (+20)

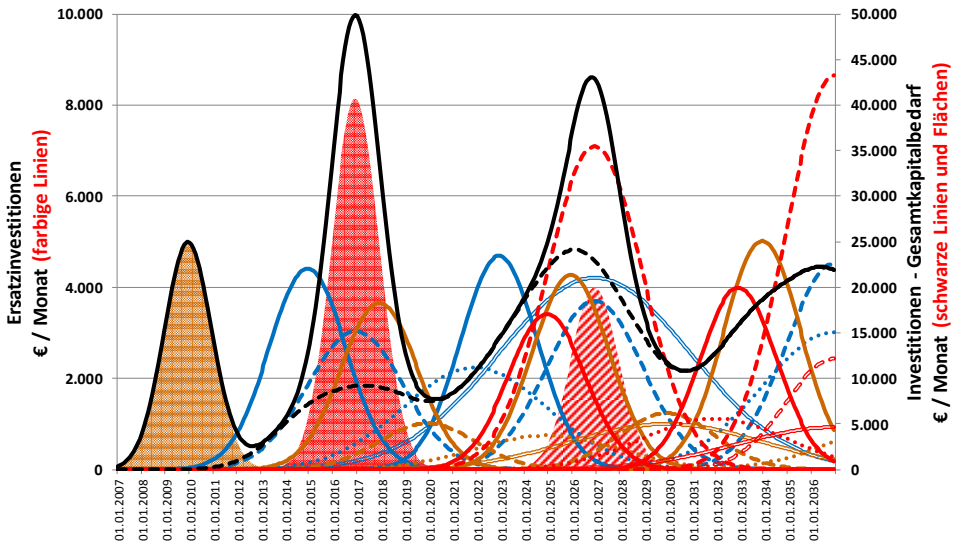


Abb. 5: Zyklus der notwendigen Ersatzinvestitionen

So wird zum Zeitpunkt der Verlängerung im Jahr 20 gleichzeitig mit der Anschlussinvestition ein größerer Betrag für Ersatzinvestitionen notwendig sein. Die Gesamtprojektkosten von Biogasanlagen sind derzeit noch vollkommen unbekannt. Ausgehend von der vorliegenden Simulationsskizze (Abb. 5) sollte diese Frage in Zukunft stärker bearbeitet werden.

Literatur

KTBL (2017): Anpassungsstrategien für Biogasanlagen. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., Darmstadt, S. 37 ff.

Post EEG – Vergärung: Was ist möglich?

GERD REINHOLD, MARTIN DOTZAUER

1 Problemstellung

Der Zubau für Biogasanlagen (BGA) in Deutschland erfolgte in der Vergangenheit schwerpunktmäßig in mehreren Etappen, wobei besonders in der Folge der EEG-Novellen 2004 und 2009 verstärkt Anlagen zugebaut wurden. Diese Jahrgänge dominieren noch heute den Anlagenbestand. Mit der Novelle des EEG in den Jahren 2014 und 2017 hat sich aufgrund geänderter Vergütungsbedingungen die Zubaudynamik deutlich verlangsamt (Abb. 1).

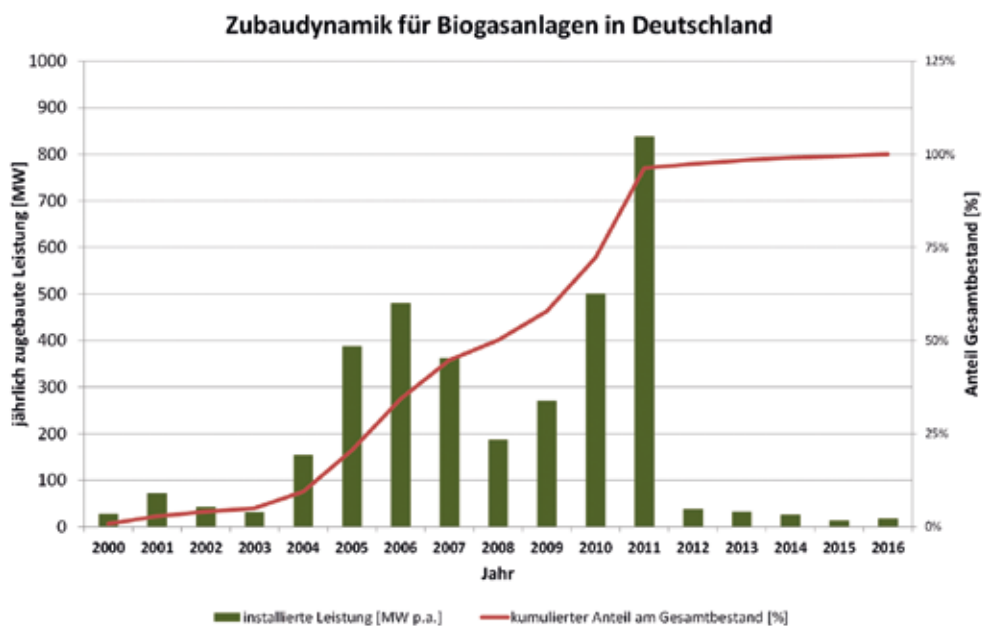


Abb.1: Zubaudynamik für BGA in Deutschland (DBFZ 2017 auf Basis von BNetzA-Daten)

Während im EEG 2004 besonders 500-kW-Anlagen die Vorzugslösung waren, stellen im EEG 2009 kleinere BGA, möglichst mit Satelliten-BHKW, häufig die ökonomisch günstigste Variante dar. Das EEG 2012 bevorteilte durch die Änderungen im Vergütungssystem wieder die etwas größeren Anlagen. Das EEG 2014 brachte den BGA-Bau

aufgrund einer drastischen Vergütungskürzung fast vollständig zum Erliegen. Es wurden seitdem vorrangig sogenannte Güllekleinanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 75 kW errichtet. Durch die unterschiedlichen Ausrichtungen der Novellen des EEG entwickelte sich die landwirtschaftliche Biogaserzeugung unter ständig wechselnden Vorzeichen in sehr unterschiedliche Richtungen.

Die landwirtschaftliche Biogaserzeugung und -verwertung ist heute ein wichtiger Betriebszweig der Landwirtschaft. Die Anlagen liefern mit 28 TWh erneuerbarem Strom und 12,6 TWh KWK-Wärme einen wesentlichen Beitrag für die Energiewende. Flexible BGA eignen sich darüber hinaus dazu, die Schwankungen aus den fluktuierenden erneuerbaren Quellen Wind und Photovoltaik auszugleichen. Im landwirtschaftlichen Bereich können die Anlagen besonders in Ackerbauregionen die Funktion der Tierhaltung übernehmen und durch die Verwertung unterschiedlicher Substrate Fruchtfolgen auflockern sowie ökologische Aufwüchse einer gezielten Nutzung zuführen. Die anfallenden Gärprodukte tragen zum internen Nährstoffkreislauf in der Landwirtschaft und zur Humusreproduktion bei. Unter Umweltgesichtspunkten leisten die Anlagen einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung von Treibhausgasen und zur Verminderung von Geruchsemissionen tierischer Exkrememente sowie deren Hygienisierung.

Mit dem EEG 2017 wurde das bisherige Fördersystem auf einen obligatorischen Ausschreibungsmechanismus umgestellt, der für alle Biomasseanlagen über 150 kW installierter Leistung vorgeschrieben ist. Damit soll die mit dem EEG 2012 und 2014 begonnene Marktintegration von Biogasanlagen seit dem 01.01.2017 weiter vorangetrieben werden. Die dabei festgesetzte Gebotsobergrenze von 14,88 ct/kWh für Neuanlagen wird vermutlich dazu führen, dass über Ausschreibungen nahezu keine Neuanlagen errichtet werden.

Die Option, auch Bestandsanlagen für eine zweite Förderperiode von 10 Jahren zu den Ausschreibungen zuzulassen, geht auf politischen Druck der Länder zurück. Die im Gesetz verankerte Gebotsobergrenze von 16,9 ct/kWh für Bestandsanlagen liegt deutlich über der für Neuanlagen. Für Anlagen unterhalb von 150 kW installierter Leistung und im Speziellen den 75-kW-Güllekleinanlagen besteht darüber hinaus noch die Möglichkeit, ohne Auktionsverfahren eine feste Vergütung zu beanspruchen. Insgesamt ist einzuschätzen, dass bei Fortschreibung dieser Entwicklung, selbst bei Ausschöpfung der Ausbaukorridore von 150 MW/a bis 2019 bzw. anschließend 200 MW/a, die Stromerzeugung aus Biomasse ab 2020 zurückgehen wird. Ausscheidende Bestandsanlagen werden dann nicht mehr in entsprechendem Umfang durch Neuanlagen ersetzt werden. Da auch für andere Bioenergieformen mit dem neuen EEG kaum ausreichende Investitionsanreize für Neuanlagen und nur begrenzte Möglichkeiten für den Weiterbetrieb von Bestandsanlagen bestehen, wird die Erzeugung von Strom aus Biomasse bis 2035 auf ca. 20 % des derzeitigen Standes (Abb. 2) zurückgehen. Da eine gemeinsame Ausschreibung für den gesamten Strom aus Biomasse erfolgt, ist anzunehmen, dass Anteile des



Abb. 2: Entwicklung der installierten Leistung Biomasse

Ausbaukorridors – durch die geringeren Stromgestehungskosten von fester Biomasse (naturbelassenes Holz) und Abfallvergärungsanlagen (außerhalb von § 43 des EEG 2017) – zuerst von solchen Anlagen belegt werden und Biogasanlagen nachrangig zum Zuge kommen.

Ziel des vorliegenden Berichtes ist es, die Wirkung der rechtlichen, vergütungsseitigen und strukturellen Rahmenbedingungen auf die Weiterentwicklung der Biogastechnologie zu analysieren. Für gäredominierte BGA in großen Agrarbetrieben Mitteldeutschlands mit einem hohen Eigenstrom- und Eigenwärmebedarf werden dabei auch Varianten der Energieerzeugung außerhalb des EEG untersucht.

2 Rahmenbedingungen

Eine Voraussetzung zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren und damit einer 2. Förderperiode über 10 Jahre ist, dass BGA doppelt überbaut sein müssen und dass eine gültige Genehmigung für den Weiterbetrieb vorliegt. Eine Eigennutzung von Strom ist im Rahmen der Ausschreibung ausgeschlossen. Entsprechend des Flexibilisierungsumfanges sind verschiedene Aufwendungen zu beachten, die von der Erweiterung der BHKW- und Gasspeicherkapazitäten über die Vergrößerung des Trafos bis zur Anpassung des Entschwefelungsverfahrens und den Austausch der Gasleitungen reichen (Tab. 1). Es ist festzustellen, dass je nach Grad der Flexibilisierung und Zustand der Bestandsanlage sehr unterschiedliche investive Vorleistungen erforderlich werden.

Tab. 1: Arten der Flexibilisierung

Parameter	Leistungs- reduzierung	Mittlere Flexibilisierung	Starke Flexibilisierung
Flexumfang ¹⁾	50 %	120–200 %	200–500 %
Veranlassung	Restlaufzeit nutzen	Fahrplan und ggf. Regelenergie	vergütungsoptimierte Fahrweise und Regelenergie
Investitions- bedarf	keiner	gering bis mittel	hoch bis sehr hoch
Investition für		BHKW-Kapazität, ggf. Gasspeicher	BHKW-Kapazität, Gasspeicher, Gasleitungen, Entschwefelung, MSR-Technik, Reingasspeicher,
Substratkosten	deutlich reduziert	gering reduziert (Wirkungsgrad)	gering reduziert bis unverändert
Erlöse ²⁾	50 % + Flexzuschlag + ggf. Markterlös	100 % + Flexzuschlag + Marktmehrerlös + Mehrerlöse nur bei bedarfsgerechter Erzeugung	

¹⁾ Prozent der Leistung. ²⁾ Prozent vom IST.

Darüber hinaus ist besonders bei älteren BGA zu erwarten, dass die heute für den Neubau üblichen Anforderungen, wie die Realisierung von 150 Tagen Verweilzeit im gasdichten Raum und die Errichtung einer Umwallung, zu realisieren sind. Inwieweit die Möglichkeit der VDI 3475 des Nachweises von < 1,5 % Restgaspotenzial alternativ zum Zubau von Fermentationsvolumen Bestand hat, ist zurzeit noch offen.

3 Handlungsoptionen

3.1 Annahmen

Die wirtschaftlichen Ergebnisse verschiedener Handlungsoptionen für eine zweite Förderperiode im EEG erfolgt am Beispiel einer im Jahr 2000 errichteten 500-kW-Modellanlage (Investitionssumme 4.000 €/kW, 2,5 kg oTS/(m³ · d); 70 d Verweilzeit, 7.800 Volllaststunden), die jährlich mit 12.000 m³ Rindergülle und 8.100 t Maissilage (35 €/t) gefüttert wird. Der Nährstoffwert der Maissilage wird gegen die Kosten für die Applikationskosten der Gärprodukte saldiert. Aus 3.800 m³ Faulraum folgt eine Verweilzeit im gasdichten Raum von knapp 70 Tagen. Die Wartungskosten ohne BHKW liegen bei 3 % der Investitionssumme und erhöhen sich in der 2. Förderperiode auf 5 %. Die BHKW-Wartungskosten und die Investitionen für die neu anzuschaffenden BHKW sind aus der Veröffentlichung „BHKW-Kenndaten 2014/2015“ (ASUE 2014). Der elektrische Wirkungsgrad des BHKW der 500-kW-Anlage beträgt 38 % und der der 1-MW-Anlage 40 %. Die Personalkosten

ergeben sich aus einem Grundzeitaufwand von 120 min/d, zuzüglich 5 min/d je t Maisilageeinsatz und Personalkosten von 18 €/h. Die realisierbare Wärmeauskoppelung ist vor allem durch den Standort der BGA und die Substratzusammensetzung determiniert. Durch die relativ kurze zweite Förderperiode von 10 Jahren sind Erweiterungen der Wärmenutzung in der Regel nicht wirtschaftlich darstellbar, wenn dazu erst größere Investitionen wie Wärmeleitungen notwendig sind. Aus diesem Grund wird keine Veränderung der Wärmeverwertung, auch wenn das eine ökonomische Effizienzreserve darstellt, betrachtet.

Hinsichtlich der Leistungen wird eine in der Ausschreibung erzielte Vergütungshöhe von 16 ct/kWh unterstellt. Der Flexzuschlag von 40 €/kW führt zu Erlösen von 0,9 ct/kWh bei doppelter Überbauung. Zusatzerlöse auf dem Strommarkt bzw. aus dem Wärmeverkauf werden nicht beachtet, da vorrangig die Arten der Überbauung und die Nutzung der BHKW-Kapazitäten Gegenstand der Untersuchung sein sollen.

3.2 Flexibilisierungsoptionen

Prinzipiell werden in der Kalkulation 2 Fälle unterschieden. Im ersten Fall ist das vorhandene 500-kW-BHKW verschlissen, im zweiten Fall hat das BHKW noch eine signifikante Lebenserwartung und wird dann im Erhaltungsbetrieb wenige Stunden pro Jahr bei der Wartung der neu angeschafften BHKW eingesetzt.

Je nach den lokalen Gegebenheiten und dem technischen Zustand der Bestandsanlage kann die geforderte doppelte Überbauung entweder durch Leistungsreduzierung oder durch Zubau von BHKW-Kapazität realisiert werden. Bei einer Leistungserhöhung auf 1 MW erhöht sich der Wirkungsgrad um 2 %-Punkte. Neben einer neuen Trafoanlage (100.000 €) sind dann auch die Gasleitungen und die Leittechnik (250.000 €) zu erneuern. Ist das Bestands-BHKW noch für den Erhaltungsbetrieb geeignet, so erfolgt nur die Trafoerneuerung. Bei Realisierung der doppelten Überbauung durch Reduzierung der Bemessungsleistung ist in ein neues kleineres BHKW zu investieren, wenn das Bestands-BHKW verschlissen ist bzw. es wird noch über die Restnutzungsdauer betrieben.

Bei Überbauung durch Leistungserhöhung zeigt sich, dass Neuinvestitionen für ein 1-MW-BHKW – trotz höherem Wirkungsgrad und somit geringeren Biomassebedarf – einen wirtschaftlichen Nachteil von 0,73 ct/kWh gegenüber dem Zukauf eines zweiten 500-kW-BHKW (Tab. 2) aufweisen. Die alternative Reduzierung der Bemessungsleistung auf 50 % ist wirtschaftlich nur tragfähig wenn das Bestands-BHKW noch eine relevante Restnutzungsdauer besitzt. Diese Variante ist bis zum Ende der BHKW-Restnutzungsdauer empfehlenswert.

Tab. 2: Ökonomische Wirkung von Überbauung und Leistungsminderung

Bestands-BHKW	Installierte Leistung			
	verdoppeln (1 MW installierte Leistung)		beibehalten (500 kW installierte Leistung)	
	verschlissen	Erhaltungsbetrieb	verschlissen	Restlaufzeit
BKKW-Investition in €	725.000	454.000	454.000	0
Zusatzinvestitionen in €	350.000	100.000		
Aufwendungen in ct/kWh	15,89	15,11	17,63	14,42
kapitalbedingt	3,30	1,81	3,21	0,00
Versicherung	0,33	0,33	0,65	0,65
Biomassekosten	7,01	7,46	5,90	5,90
Personalkosten	0,60	0,62	0,85	0,85
Wartung	2,66	2,87	4,58	4,58
Hilfsstoffe	1,88	1,91	2,27	2,27
Verwaltung/Sonstiges	0,12	0,12	0,17	0,17
Leistungen in ct/kWh		16,9		
Stromerlös		16,0		
Flexzuschlag		0,9		
Gewinn vor Steuer in ct/kWh	1,02	1,75	-0,76	2,44

Wie sich weitergehende Zusatzinvestitionen auswirken, wird an dem Beispiel geprüft, wenn aus Gründen der Genehmigungsfähigkeit 150 d gasdichter Faulraum nachgewiesen werden müssen (Erweiterung des Behältervolumens um 2.421 bzw. 4.340 m³). Das ökonomische Ergebnis verschlechtert sich dann um 0,85 bzw. 0,98 ct/kWh bei 1 MW installierter Leistung und bei der Verringerung der Bemessung um 1,52 bzw. 1,32 ct/kWh (Tab. 3).

Zusammenfassend ist festzustellen, dass wenig Spielraum für über die BHKW-Investition hinausgehende Investitionen besteht. Ein sehr guter technischer und baulicher Zustand der Anlage sowie eine dem Förderzeitraum entsprechende Restnutzungsdauer der wesentlichen Anlagenteile stellt eine Voraussetzung für den ökonomischen erfolgreichen Übergang in die zweite Förderperiode dar.

Die potenziellen Marktmehrerlöse für flexibel eingespeisten Strom sind in den letzten Jahren stetig zurückgegangen und stagnieren auf niedrigem Niveau. Grund hierfür sind die niedrigen Preisschwankungen an der Strombörse EPEX-Spot. Zurzeit bieten potenzielle Zusatzerlöse, z. B. aus der Direktvermarktung nach EPEX-Preisprofil und dem Anbieten vor Regelleistung, nur einen geringen Beitrag um zusätzliche Investitionen in die Flexibilisierung zu refinanzieren. Ursache dafür sind vor allem die Überkapazitäten im deutschen Kraftwerkspark, die dazu führten, dass Deutschland zurzeit ca. 10 % der Bruttostromerzeugung exportiert.

Tab. 3: Ökonomische Wirkung von weitergehenden Investitionen (150 d gasdichter Raum)

Bestands-BHKW	Installierte Leistung			
	verdoppeln (1 MW installierte Leistung)		beibehalten (500 kW installierte Leistung)	
	verschlissen	Erhaltungsbetrieb	verschlissen	Restlaufzeit
Faulraumzubau in m ³	4.152	4.340	2.421	2.421
Investitionsbedarf in €	287.000	293.000	220.000	220.000
Aufwendungen in ct/kWh	16,74	16,09	19,16	15,95
Leistungen in ct/kWh	16,9			
Gewinn vor Steuer in ct/kWh	0,18	0,77	-2,29	0,92

3.3 Biogaserzeugung außerhalb des EEG

Die Strombezugskosten für die Agrarbetriebe (Bezug 100 MWh/a) liegen zwischen 18 und 19 ct/kWh (Müller 2016) und sind abhängig von der genutzten Wirkarbeit und dem Leistungsbezug zuzüglich der Messkosten, Steuern und Abgaben. Bei höherem Strombezug sind entsprechend niedrigere spezifische Werte möglich. Ausgehend von der unter den Strombezugskosten liegenden Höchstgebotsgrenze im EEG 2017 von 16,9 ct/kWh und der gleichzeitigen Anforderungen die Anlagen zu überbauen, liegt der Gedanke nahe, Bestandsbiogasanlagen nach dem Ende der 1. Förderperiode auf Eigenstromerzeugung umzustellen.

In Mitteldeutschland sind mehr als 90 % der BGA an Tierhaltungsstandorten errichtet worden, die sich durch hohe massebezogene Gülleanteile am Substratmix von 50 bis 90 % auszeichnen. Aufgrund des geringen TS-Gehaltes der Exkremente liegen die mittleren hydraulischen Verweilzeiten bei 50 bis 70 Tagen. Eine Umsetzung der Anforderung von 150 Tagen Verweilzeit im gasdichten Raum würde zu erheblichen Investitionsbedarfen in zusätzliches Faulraumvolumen führen und damit besonders für die güllebetonten Anlagen die Chancen auf eine wirtschaftlich tragfähige 2. Förderperiode deutlich verschlechtern (Tab. 3).

Ein Betrieb der BGA unter ausschließlichem Gülleeinsatz zur bedarfsgerechten Erzeugung von Eigenstrom im Netzparallelbetrieb könnte somit eine mögliche Alternative sein. Es entfallen die Bereitstellungskosten für die NawaRo, da die Leistungsbegrenzung der 75-kW-Gülleanlagen nicht greifen, man außerhalb des EEG arbeitet und für reine Gülleanlagen in der VDI 3475 auch keine Mindestverweilzeit gefordert ist.

Eine betriebliche Voraussetzung ist, dass ein möglichst ausgeglichener Strombezug dauerhaft über den Leistungsbereich oberhalb von 100 kW gegeben ist, der durch den Regelbereich des BHKW von 50 bis 100 % weitgehend abgedeckt werden kann. In diesem Falle ist zu prüfen, welcher Stromanteil aus den verfügbaren Wirtschaftsdüngern abgedeckt werden kann. Ausgehend von den über den Energieversorger beziehbaren Strombedarfswerten aus den Viertelstundenmessungen lässt sich leicht das Wochen- und Jahresprofil

bewerten und Maßnahmen zur Glättung der Stromkurven ableiten, aus der sich eine bessere Passfähigkeit aus BHKW-Einspeisung und Verbrauch ergibt.

Die Prüfung der Machbarkeit der Eigenstromerzeugung erfolgt anhand einer im Jahr 2001 errichteten BGA mit 3.000 m³ Faulraum, die 80 m³ Rindergülle, 10 t/d Silomais und 1,9 t/d Grassilage füttert. Allein aus der Gülle lassen sich 220 kW Bemessungsleistung generieren. Die Leistungskurve eines Milcherzeugers zeigt einen Strombedarf zwischen 50 und 130 kW, bei einer Stromspitze am Morgen und einem ausgeprägten Tageslastprofil (Abb. 3).

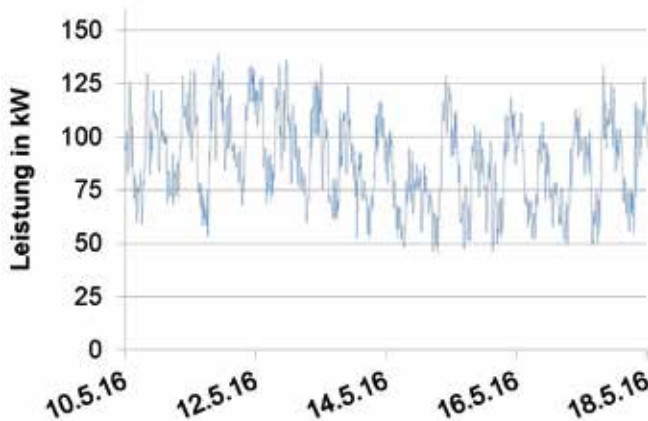


Abb. 3: Wochengang des Strombezugs

Anhand der Jahreskurve des Strombezugs im Beispielsbetrieb ist zu erkennen, dass unabhängig von der BHKW-Auslegung Zeiten mit zusätzlichem Netzbezug auftreten, da die BHKW-Leistung nicht für alle Lastspitzen ausreicht (Abb. 4). Zusätzlich treten Phasen auf, in denen besonders nachts der Strombedarf unter die 50-%-Grenze des BHKW fallen würde. Als weiterer Schritt wurde geprüft, ob mit einer Aufteilung in ein Grundlast-BHKW und ein Spitzenlast-BHKW die Strombedarfskurve nachgebildet werden kann. Es stellte sich dabei heraus, dass der Eigendbedarf fast vollständig nachgefahren werden kann, doch führte diese Auslegung mit 2 BHKW zu 4.663 Startvorgängen, verteilt über beide Aggregate. Somit erscheint die Auslegung mit nur einem BHKW vorteilhafter.

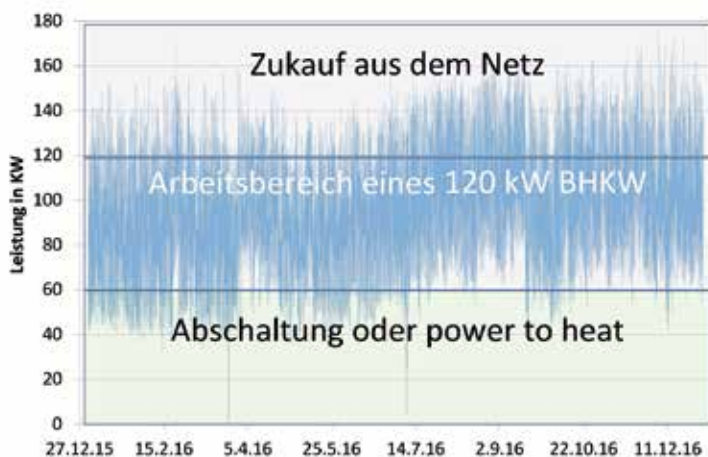


Abb. 4: Jahresleistungskurve und Arbeitsbereich des BHKW

Ausgehend von den Viertelstundenwerten des Jahres zeigt sich bei unterschiedlichen BHKW-Größen, dass eine Abdeckung des Strombedarfs von 85 bis fast 94 % erreichbar ist (Tab. 4). Zur Abdeckung der nicht abgedeckten Bedarfsspitzen ist noch ein Strombezug je nach BHKW-Auslegung von 0,4 bis zu 112 MWh erforderlich. Aufgrund der Unterschreitung der minimalen BHKW-Leistung resultieren je nach BHKW Größe zwischen 0,3 und 14 MWh zusätzlicher Stromverbrauch, um ein Abschalten in diesen Zeiträumen zu verhindern. Über einen zusätzlichen Verbraucher (z.B. eine Power-to-Heat-Anlage) könnte der Strom in Wärme gewandelt werden. Wird die Abschaltung in Kauf genommen so entstehen zusätzliche Startvorgänge die zu Lasten der BHKW-Lebensdauer gehen.

Tab. 4: Abdeckung des Strombedarfs, BHKW-Schaltvorgänge und Power-to-Heat-Arbeit

BHKW-Größe in kW	Abdeckung Strombedarf in %	Netzbezug in MWh	Anzahl Abschaltungen wegen BHKW-Minimalleistung	Power-to-Heat-Strommenge in MWh
90	86,4	111,8	171	0,3
100	90,9	69,1	422	0,8
110	93,3	38,6	801	2,0
120	93,9	18,6	1.154	3,7
130	92,7	7,2	1.466	6,2
150	85,3	0,4	2.151	14,0

Es zeigt sich, dass der höchste zu erreichende Autarkiegrad von > 93 % zwischen 110 und 130 kW installierter BHKW-Kapazität erreicht wird. Ausgehend vom Wärme-konzept ist zu entscheiden, welche Leistung der zusätzliche Stromverbraucher (Power-to-Heat-Anlage) haben sollte beziehungsweise ob eine zeitweise Abschaltung toleriert werden kann.

Die bedarfsoptimierte Fahrweise erfordert einen zusätzlichen Gasspeicherbedarf. Ausgehend von einer 1.000 m³ Speicherfüllung zu Beginn der Periode, zeigt sich, dass bei täglich angepasster Fütterung ein Speicherbedarf von ca. 260 Nm³ ausreichend für die flexibel bedarfsorientierte Fahrweise zur Eigenstromerzeugung ist (Abb. 5).

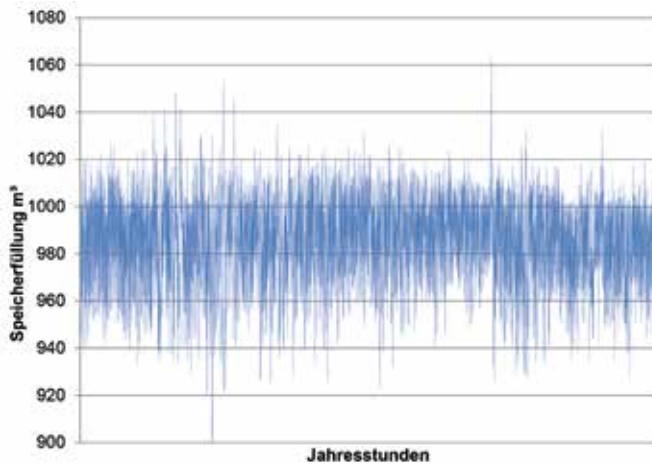


Abb. 5: Jahresganglinie der Gasspeicherfüllung

Der untersuchte Agrarbetrieb hat ein Wärmekonzept und nutzt im Jahresdurchschnitt 1.704 MWh Wärme. Der Prozesswärmebedarf der Biogasanlage ist aufgrund der geringen Raumbelastung von nur 1,2 kg/(m³ · d) und des hohen Wärmebedarfs für die Gülleaufheizung relativ hoch. Es zeigt sich, dass das BHKW nur im Sommer ausreichend Wärme zur Verfügung stellen kann (Abb. 6).

Zur Absicherung bietet sich eine saisonale Fahrweise der BGA an. Im Winterhalbjahr wird die gesamte anfallende Gülle eingesetzt und die überschüssige Gasmenge über den vorhandenen Gaskessel in Wärme umgesetzt. Damit könnte der Wärmebedarf fast vollständig abgesichert werden. Zur Verringerung des Prozesswärmebedarfs lässt sich der 2. Fermenter als Speicherdurchflussfermenter ohne Heizung betreiben. Ein zusätzlicher Effekt ist die Generierung von zusätzlichem Gärproduktlager, welches im Rahmen der Umsetzung der Düngeverordnung dringend gebraucht wird.

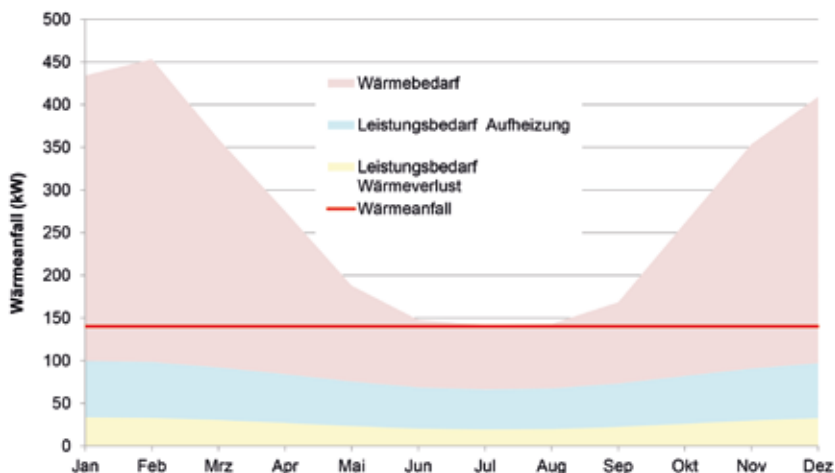


Abb. 6: Wärmeanfall und Bedarf bei Eigenstromerzeugung

Bei der ökonomischen Abschätzung wird von einem derzeitigen Nettostrombezugspreis im Unternehmen von 17,3 ct/kWh (Bezug 840 MWh/a) ausgegangen. Da im Netzparallelbetrieb, z. B. bei der BHKW-Wartung die volle Leistung aus dem Netz bezogen werden muss, sind die Kosten für die Leistungsbereitstellung (2,8 ct/kWh) abzuziehen. Bei der Auslegung mit einem 120-kW-BHKW können die Stromspitzen nicht vollständig abgedeckt werden. So müssen noch 18,6 MWh/a Strom aus dem Netz mit einem unterstellten Strompreis von 25 ct/kWh bezogen werden. So entstehen für den Reststrombezug aus dem Netz Kosten von 4.650 €, die umgerechnet auf die gesamte Strommenge 0,56 ct/kWh entsprechen. Die Eigenstromerzeugung ist somit aus heutiger Sicht vorteilhaft, wenn die Stromgestehungskosten kleiner als 13,9 ct/kWh ausfallen.

Vorteilhaft an diesem Konzept ist, dass hier keine Überbauung erforderlich wird und Kosten für eine neue Wärmeerzeugungsanlage und den Brennstoff gespart werden. Allerdings ist nach heutigem Recht auf den ausschließlichen Eigenverbrauch die EEG-Umlage auf den selbst erzeugten Strom fällig. Damit würde solch ein Konzept schnell unwirtschaftlich werden, weshalb nach heutigen Rahmenbedingungen diese Option nicht zu empfehlen ist.

4 Schlussfolgerungen

Mit dem Auslaufen der ersten Förderperiode des EEG stehen die Betreiber von Biogasanlagen nach 20 Betriebsjahren vor der Entscheidung ob und unter welchen Bedingungen die Anlagen weiter betrieben werden sollen. Besonders für BGA die vor bzw. in 2001 in Betrieb genommen wurden, besteht nur noch bis 2020 die Möglichkeit ohne Vergütungslücke an der Ausschreibung teilzunehmen. Die notwendigen technischen Vorleistungen dazu sind sehr hoch (doppelte Überbauung, 150 Tage Verweilzeit im gasdichten Raum, Umwallung, Trafo- und Gasspeichervergrößerung). Insgesamt ist anlagenindividuell zu prüfen, wie die geforderte Überbauung erreichbar ist und zu welchem Gebotspreis an der Ausschreibung teilgenommen werden kann.

Alternativ zur Ausschreibung bzw. wenn das abgegebene Gebot keinen Zuschlag erhält, sollten größere Agrarbetriebe über die güllebasierte Eigenstromerzeugung nachdenken. Bei entsprechend hohem Strombedarf kann das eine lohnenswerte Alternative sein, insofern die rechtlichen Regelungen beim Eigenbetrieb nicht dazu führen, dass die EEG-Umlage ganz oder anteilig fällig wird und dadurch die Wirtschaftlichkeit des Konzepts verloren geht.

Literatur

ASUE (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015

Müller, J. (2016): Preise und Parameter zur Ermittlung von Verfahrenskosten, Strompreise 2016 nach Angebotsabfrage der Energieanbieter, www.verivox.de/gewerbestrom/vergleich, Zugriff am 17.02.2016

VDI 3475 (2010): Emissionsminderung – Biogasanlagen in der Landwirtschaft – Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger

Prozessstörungen in landwirtschaftlichen Biogasanlagen – Ursachen, Mechanismen und Auswirkungen auf das Biogas-Mikrobiom

SUSANNE THEUERL, JOHANNA KLANG, ANNETTE PROCHNOW

1 Einleitung

Biogasfermenter sind ein äußerst sensibles technisch-biologisches System, in dem eine komplex interagierende Gemeinschaft verschiedenster Mikroorganismen anaerob abbaubare Biomasse zu energiereichem, d. h. methanhaltigem Biogas umsetzt. Der Prozess kann grob in die vier Stufen Hydrolyse, Acidogenese, Acetogenese und Methanogenese eingeteilt werden. Diese Stufen laufen gleichzeitig im Fermenter ab und bauen so aufeinander auf, dass die Stoffwechselprodukte der einen Stufe die Ausgangsstoffe für die nächste Stufe sind.

Die mikrobielle Gemeinschaft, das Biogas-Mikrobiom, besteht aus hydrolytischen und fermentativen Bakterien sowie aus methanogenen Archaeen. Trotz intensiver Forschung und wichtiger Erkenntnisse sind die meisten Arten und demzufolge auch ihre Ökosystemfunktion nach wie vor unbekannt. Nach aktuellem Kenntnisstand sind weniger als 20 % der erfassten Arten in Biogasanlagen Generalisten, die unter den verschiedensten Bedingungen existieren können, daher in den meisten Biogasanlagen vorkommen und dort hinsichtlich ihrer Abundanz den größten Teil der Gemeinschaft ausmachen (Goux et al. 2017). Spezialisten hingegen erfüllen besondere Funktionen im Ökosystem Biogasfermenter. Sie besetzen bestimmte funktionelle Nischen, kommen daher nur mit geringer Häufigkeit vor und sind oft anlagenspezifisch.

Jeder Biogasfermenter bildet sein eigenes Mikrobiom aus, das durch seine taxonomische, funktionelle und ökologische Diversität charakterisiert ist. Die taxonomische Diversität umfasst die Artenanzahl und -verteilung. Die funktionelle Diversität definiert die potenziellen (d. h. genetisch festgelegten) und realisierten Funktionen und Prozesse der vorkommenden Arten. Die ökologische Diversität beschreibt die Wechselwirkungen der Mikroorganismen untereinander und mit ihrer Umwelt.

Die Mitglieder des Biogas-Mikrobioms haben nicht nur unterschiedliche Optima bezüglich ihrer Lebensanforderungen, sondern weisen darüber hinaus sehr unterschiedliche Toleranzbereiche gegenüber wirkenden Umweltfaktoren auf. Befinden sich Umweltfaktoren außerhalb von Toleranzbereichen, kommt es zu Prozessstörungen.

2 Arten von Prozessstörungen

2.1 Definition und Übersicht

Laut Definition ist eine Störung ein zeitlich abgrenzbares Ereignis, das den Normalzustand eines Systems maßgeblich verändert. Mit speziellem Bezug auf den anaeroben Abbau von Biomasse zu Biogas wird eine Störung hier definiert als zeitlich abgrenzbare, maßgebliche Veränderung der Funktionsfähigkeit innerhalb der mikrobiellen Gemeinschaft, die im Gesamtprozess einen inakzeptablen Rückgang der Biogaserzeugung verursacht und ein aktives Gegensteuern erfordert. Ab welchem Ausmaß ein Rückgang als inakzeptabel betrachtet wird, liegt im Ermessen des Anlagenbetreibers. Da dieser im Wesentlichen unter Aspekten der Wirtschaftlichkeit entscheiden wird, ist das noch bzw. nicht mehr tolerierte Ausmaß von den jeweils gegebenen Kosten-Erlös-Relationen abhängig.

Störungen des Biogasprozesses können vielfältige Ursachen haben (Boe et al. 2010, Drosig 2013) und unterschiedlichen Mechanismen zugrunde liegen, die wie folgt klassifiziert werden können:

- schwankende Nährstoffverfügbarkeit
- Überlastung des mikrobiellen Abbaupotenzials
- prozessbedingte Anreicherung inhibierend wirkender Stoffwechselprodukte wie Ammoniak (NH_3), Wasserstoff (H_2), Schwefelwasserstoff (H_2S) oder Salze
- Eintrag von Schadstoffen wie Schwermetalle, Antibiotika, Mytoxine und Tenside

Im Folgenden werden für die drei erstgenannten Arten von Prozessstörungen Ursachen, Mechanismen und Auswirkungen auf die mikrobielle Gemeinschaft ausführlicher erläutert. Zum letzten Punkt liegen gegenwärtig kaum Erkenntnisse vor.

2.2 Schwankende Nährstoffverfügbarkeit

Einsatzstoffe als Nahrungsgrundlage

Die Einsatzstoffe bilden die Nahrungsgrundlage für die Mikroorganismen. Die in den Einsatzstoffen enthaltenen Makro- und Mikronährstoffe beeinflussen das mikrobielle Wachstum und die Aktivität. Für einen stabilen Prozess ist eine optimale Nährstoffversorgung essentiell (FNR 2016). Je nach Menge, Zusammensetzung und Qualität der Einsatzstoffe sowie der grundlegenden Prozessführung ändert sich die Verfügbarkeit von Makro- und Mikronährstoffen für die mikrobielle Gemeinschaft. Hauptursachen für schwankende Nährstoffverfügbarkeit sind Einsatzstoffwechsel, Veränderungen in der Prozesstemperatur und unzureichende Durchmischung des Fermenterinhaltens.

Chemische Zusammensetzung der Einsatzstoffe

Die chemische Zusammensetzung der Einsatzstoffe bestimmt die Menge an produzierbarem Biogas/Methan. Die Anteile an Makro- und Mikronährstoffen, die für die Lebensfähigkeit der Mikroorganismen essenziell sind, variieren sehr stark, was direkte Auswirkungen auf die Diversität des Biogas-Mikrobioms hat.

Biogasfermenter, in denen leicht verwertbare Einsatzstoffe wie z.B. Zuckerrübensilage umgesetzt werden, weisen weniger diverse mikrobielle Gemeinschaften auf, die durch Vertreter der Abteilung *Bacteroidetes* dominiert werden (Goux et al. 2015, Klang et al. 2015). Die meisten bisher beschriebenen Vertreter dieser Abteilung sind dafür bekannt, dass sie leicht verwertbare Zucker und Alkohole schnell zu Säuren umwandeln (Chassard et al. 2008, Chen und Dong 2005, Grabowski et al. 2005, Hahnke et al. 2016, Jabari et al. 2012, Ueki et al. 2006), wodurch ihnen eine tragende Rolle während der Acido- und Acetogenese zukommt.

Einsatzstoffe mit einer komplexeren chemischen Zusammensetzung wie beispielsweise Mais- oder Grassilage benötigen vor allem aufgrund des höheren Anteils schwer abbaubarer Inhaltsstoffe wie Zellulose mehr Zeit für die Umsetzung. Daher weisen entsprechende Biogasfermenter eine höhere taxonomische Diversität mit zahlreichen Vertretern der bakteriellen Abteilungen *Firmicutes*, *Bacteroidetes*, *Chloroflexi*, *Proteobacteria* sowie der Abteilung WWE1 in Kombination mit einer hohen funktionellen Gemeinschaftsorganisation auf (Klang et al. 2015). Solche diversen mikrobiellen Gemeinschaften sind in der Lage, einen sukzessiven, komplementären und effizienten Abbau aller anaerob abbaubare Inhaltsstoffe zu gewährleisten.

Bei einem Wechsel der Einsatzstoffe müssen sich die mikrobiellen Gemeinschaften spezifisch an die neuen Bedingungen anpassen, nicht nur bezüglich ihrer taxonomischen Zusammensetzung, sondern vor allem hinsichtlich der vorherrschenden Funktionen sowie ihres ökologischen Verhaltens. Ein Wechsel in der Beschickung der Anlage muss keine, kann aber negative Auswirkungen auf die Biogaserzeugung haben. Bei einer stufenweisen Erhöhung des Anteils an Geflügelmist (Basiseinsatzstoff Rindergülle/-festmist) und dementsprechend veränderter Nährstoff- bzw. Lebensbedingungen führte der Einsatzstoffwechsel zu einer kurzfristigen Prozessinstabilität, während derer sich die mikrobielle Lebensgemeinschaft umstrukturierte (Alsouleman et al. 2015, siehe auch Kapitel 2.4). Die „neue“ mikrobielle Gemeinschaft ist funktionell redundant, da nach der Anpassung an die neuen Umweltbedingungen wieder vergleichbare Biogas-/Methan ausbeuten erzielt wurden wie vor der Prozessstörung (Allison und Martiny 2008). Aus ökologischer Sicht kann man hier von einem natürlich regulierten, mikrobiellen Diversitätsmanagement sprechen.

Veränderungen in der Prozesstemperatur

Die Temperatur ist eine der wichtigsten Umweltfaktoren, die das Wachstum und die Stoffwechselaktivität von Mikroorganismen beeinflussen (Kim und Lee 2016). Allgemein gilt: Eine Temperaturerhöhung um 10 °C verdoppelt die Reaktionsgeschwindigkeit. Für den Prozess der Biogasproduktion bedeutet dies, dass mit einer Temperaturerhöhung die Umsetzung der organischen Biomasse schneller verläuft und demzufolge pro Zeiteinheit mehr Biomasse zu Biogas umgesetzt wird.

Da Mikroorganismen gewisse Temperaturtoleranzbereiche besitzen, in denen sie lebensfähig, d.h. stoffwechselaktiv sind, sollten Temperaturveränderungen langsam erfolgen, um der mikrobiellen Gemeinschaft die Möglichkeit zu geben, sich an die neuen Bedingungen zu adaptieren. Zu starke Schwankungen oder eine zu schnelle Erhöhung bergen ein nicht zu unterschätzendes Risiko der Prozessinstabilität: Säureanreicherungen und dementsprechend ein Absinken des pH-Wertes, möglicherweise noch in Kombination mit einer erhöhten Freisetzung von NH_3 bei erhöhten Ammonium-Konzentrationen sind bekannte Prozessstörungen (siehe auch Kapitel 3).

Nährstoffverteilung

Eine gute Durchmischung des Fermenterinhalt gewährt den Kontakt zwischen Substrat (Nährstoffen) und den abbauenden Mikroorganismen. Bei unzureichender Durchmischung kann es zur Phasentrennung mit Schwimmdeckenbildung kommen, wobei sich das Substrat in der oberen Phase akkumuliert, während sich die Mikroorganismen in der unteren, wässrigen Phase ansiedeln (Theuerl und Klocke 2015, FNR 2016). Das bedeutet, dass die Kontaktfläche zwischen Mikroorganismen und ihrem Substrat auf den Grenzbereich beider Schichten beschränkt ist. Die Nährstoffe sind für die Mikroorganismen daher nur zu einem geringen Anteil zugänglich, was zu geringen Abbauraten führt. Andererseits kann ein zu schnelles oder häufiges Durchmischen schädlich für den Prozess der Biogasproduktion sein, da mikrobielle Gemeinschaften, die eine gewisse räumliche Nähe brauchen, voneinander getrennt werden (FNR 2016, siehe Kapitel 2.5).

2.3 Überlastung des mikrobiellen Abbaupotenzials

Von einer Überlastung des Prozesses spricht man, wenn die zur Verfügung gestellte Menge an Biomasse die Abbaukapazität der mikrobiellen Lebensgemeinschaft übersteigt. Ursachen hierfür sind z.B. zu hohe Raumbelastungen in Kombination mit zu kurzen Verweilzeiten. Dies führt zu unzureichenden Abbauraten und geringeren Biogasausbeuten in Bezug auf die eingebrachte Menge an Biomasse. Die Verweilzeit ist die mittlere Aufenthaltsdauer der Einsatzstoffe im Fermenter. Die Verweilzeit ist jedoch auch die Zeit, die den Mikroorganismen zur Verfügung steht, um sich im Biogasfermenter zu etablieren. Ist die Verweilzeit zu kurz, kann nicht genügend mikrobielle Biomasse aufgebaut werden, die die zugeführten Einsatzstoffe umsetzt. Das heißt, dass eine Erhöhung der Raumbelastung nur möglich ist, wenn den Mikroorganismen genügend Zeit zur Vermehrung und zur Ausübung ihrer Funktion gegeben wird. Dies ist insbesondere von Bedeutung für die säureabbauenden und methanproduzierenden Mitglieder der Gemeinschaft, die sehr langsam wachsen. Hier besteht die Gefahr, dass diese bei zu kurzen Verweilzeiten ausgewaschen werden, wodurch ihre essenziellen Funktionen für das Ökosystem Biogasanlage verloren gehen.

Eine Überlastung des Prozesses kann ebenfalls gegeben sein, wenn die Bildung eines Stoffwechselzwischenproduktes die Abbaukapazität der an der jeweils nachfolgenden Prozessstufe beteiligten mikrobiellen Gemeinschaft übersteigt. Ursachen hierfür können u. a. eine suboptimale Durchmischung des Fermenterinhalt, Einsatzstoffwechsel, Erhöhung der Temperatur oder Inhibierung spezieller mikrobieller Populationen durch NH_3 oder H_2 sein. Oft stehen derartige Überlastungen im Zusammenhang mit einer Säureanreicherung, die ein Ungleichgewicht zwischen Säureproduzenten und -konsumenten anzeigt. Der hier zugrunde liegende Mechanismus begründet sich in unterschiedlichen Wegen der Energiegewinnung und demzufolge in unterschiedlichen Wachstumsraten: Je günstiger die Energiegewinnung thermodynamisch ist, desto schnellere Wachstumsraten weisen die Mikroorganismen auf (Roden und Jim 2011). Die Energiebilanz der meisten hydrolytischen und acidogenen Reaktionen ist negativ, bedeutet also einen direkten Energiegewinn für die Mikroorganismen. Hingegen sind die Reaktionen, die von säureabbauenden Mikroorganismen durchgeführt werden, thermodynamisch ungünstig. Die Mikroorganismen müssen mehr Energie investieren, als sie gewinnen. Wenn aber der produzierte H_2 von anderen Mikroorganismen verwertet wird, kann die Energiebilanz negativ werden und die Gesamtreaktion mit einem geringen Energiegewinn für die beteiligten Partner ablaufen (siehe Kapitel 2.5). Mit Bezug zur Säureanreicherung bedeutet dies, dass die eingesetzte Biomasse zwar verhältnismäßig schnell in Säuren umgewandelt wird, diese jedoch aufgrund der langsameren Wachstumsraten der beteiligten säureabbauenden Mikroorganismen nicht im gleichen zeitlichen Rahmen in Biogas umgewandelt werden können.

2.4 NH₃-Inhibierung

Der anaerobe Abbau von stickstoffreichen Einsatzstoffen wie Grassilage oder Hühnermist kann negative Auswirkungen auf die Funktionsfähigkeit der mikrobiellen Gemeinschaft und infolgedessen auf den Prozess der Biogasproduktion haben. Problematisch hierbei ist die Bildung von Ammonium-Stickstoff (NH₄⁺-N), der beim Abbau von Proteinen, Nukleinsäuren und/oder Harnsäure/Harnstoff entsteht (Chen et al. 2008, Rajagopal et al. 2013, Niu et al. 2014). In wässrigen Lösungen bildet NH₄⁺-N ein Dissoziationsgleichgewicht mit NH₃, wobei sich dieses bei steigender Temperatur und steigendem pH-Wert zu Gunsten von NH₃ verschiebt. NH₃ wirkt als Zytotoxin (Zellgift) auf methanogene Archaeen. Diese bilden Methan entweder durch die Umsetzung von Essigsäure (acetoklastisch) oder durch die Verwertung von H₂ und CO₂ (hydrogenotroph).

Die obligat acetoklastischen Methanogenen (Vertreter der Familie *Methanothrix*) weisen die geringsten Toleranzbereiche gegenüber NH₄⁺-N und NH₃ (Schnürer und Nordberg 2008, Rajagopal et al. 2013). Allgemein anerkannte und häufig beschriebene Grenzwerte für NH₄⁺-N und NH₃ liegen zwischen 3–5 g L⁻¹ bzw. zwischen 80–400 mg L⁻¹ (FNR 2016). Mit steigenden Konzentrationen an NH₄⁺-N und/oder NH₃ verändert sich die strukturelle und demzufolge auch die funktionelle Diversität innerhalb der archaeellen Lebensgemeinschaft. Dies muss zunächst keinen negativen Einfluss auf die produzierte Biogas-/Methanmenge haben. Das Beispiel einer stufenweisen Erhöhung des Anteils an Geflügelmist und folglich einer kontinuierlichen Erhöhung der NH₄⁺-N-Konzentration zeigte, dass der Einsatzstoffwechsel zu einer Prozessstörung führte (Säurekonzentration = 9,6 g L⁻¹ bei 5,9 g NH₄⁺-N L⁻¹ und 500 mg NH₃ L⁻¹) (Alsouleman et al. 2015). In deren Rahmen kam es zu einer Umstrukturierung der mikrobiellen Gemeinschaft von einer *Bacteroidetes*-dominierten zu einer *Clostridiales*-dominierten Bakteriengemeinschaft, begleitet durch einen Wechsel vom acetoklastischen zum hydrogenotrophen Weg der Methanbildung. Ohne aktives Gegensteuern gelang es der mikrobiellen Gemeinschaft, sich an die neuen Bedingungen anzupassen und den Prozess der Biogasproduktion wieder zu stabilisieren. Für den Fall, dass Essigsäure nicht mehr direkt in Methan umgewandelt werden kann, da die entsprechende Mikroorganismengruppe in ihrer Funktionsfähigkeit inhibiert ist, bedient sich die mikrobielle Gemeinschaft des Mechanismus der syntrophen Essigsäureoxidation (siehe Kapitel 2.5). Hierbei wird Essigsäure über die umgekehrte Homoacetogenese in CO₂ und H₂ umgewandelt (Hattori 2008, Westerholm et al. 2016). Basierend auf Ergebnissen unterschiedlicher Studien liegt der Grenzwert für die Ausbildung der syntrophen Essigsäureoxidation bei 140–250 mg NH₃ L⁻¹ (ca. 3,0–3,3 g NH₄⁺-N L⁻¹) bei einer Temperatur von ca. 37 °C und einem pH-Wert von 7,5 bis 8,0 (Westerholm et al. 2016).

2.5 H₂-Inhibierung

Zu hohe Mengen an produziertem H₂ können eine Störung im Gleichgewicht der mikrobiellen Lebensgemeinschaft anzeigen. Methanogene Archaeen können im Wesentlichen nur Essigsäure, H₂ und C1-Verbindungen wie CO₂ verwerten. Das bedeutet, die im Prozess z. T. gebildeten C2- bis C6-Fettsäuren (Propionsäure, Buttersäure, Bernsteinsäure, Milchsäure u. a.) müssen erst in verwertbare Substrate umgewandelt werden. Dies geschieht durch Bakterien (z. B. Vertreter der Gattungen *Syntrophomonas*, *Syntrophobacter*, *Syntrophus*, *Propionibacter*, *Pelotomaculum*, *Smithella* oder *Clostridium*), die in Syntrophie mit hydrogenotrophen Archaeen leben. Syntrophie bezeichnet allgemein eine Vergesellschaftung verschiedener Organismen, die jeweils gegenseitig bestimmte Stoffwechselprodukte für den anderen Partner herstellen oder verwerten und damit wechselseitig voneinander abhängen. Die Umsetzung von Fettsäuren ist aus Mangel an geeigneten Elektronenakzeptoren nur über die Produktion von energiereichem H₂ möglich. Ohne die Weiterverwertung des produzierten H₂ durch hydrogenotrophe Archaeen würde es jedoch zu einer Endprodukthemmung der syntrophen Bakterien kommen, da zu hohe H₂-Konzentrationen die Fettsäureoxidation thermodynamisch unmöglich machen (Schink 1997). Das heißt, hydrogenotrophe Archaeen sind vom H₂ benachbarter Bakterien abhängig, wobei diese Bakterien wiederum nur dann wachsen können, wenn der von ihnen selbst produzierte H₂ von den methanbildenden Archaeen verbraucht wird. Eine Hemmung der Funktionsfähigkeit der hydrogenotrophen Archaeen führt demzufolge zu einer Prozessstörung, die sich nicht nur in einer reduzierten Biogas-/Methanausbeute, sondern auch in einer Säureanreicherung widerspiegelt.

Ein besonders eingehend untersuchter Prozess in diesem Zusammenhang ist die syntrophe Essigsäureoxidation, die sich unter bestimmten Umweltbedingungen ausbildet (siehe Kapitel 2.4). Die Energiebilanz für die Essigsäureoxidation ist thermodynamisch sehr ungünstig ($\Delta G' = +104,6 \text{ kJ mol}^{-1}$). Zusammen mit einem hydrogenotrophen Partner verbessert sich die Energiebilanz auf $\Delta G' = -31 \text{ kJ mol}^{-1}$ (pro Partner jedoch nur $\Delta G' = -15,5 \text{ kJ mol}^{-1}$), wobei der H₂-Partialdruck unter mesophilen Bedingungen den Grenzwert von 1,6–6,8 Pascal nicht überschreiten darf (Hattori 2008, Westerholm et al. 2016). Aufgrund der sehr komplexen Anforderungen syntropher Mikroorganismen an die Lebensbedingungen lassen sich diese nur sehr schwer kultivieren und dementsprechend auch nur bedingt genetisch, physiologisch und ökologisch beschreiben. Die derzeit bekannten Bakterien, die zur syntropher Essigsäureoxidation befähigt sind, sind *Thermacetogenium phaeum*, *Pseudotherrmotoga lettingae*, *Tepidanaerobacter acetatoxydans*, *Clostridium ultunense* und *Syntrophaceticus schinkii* (Westerholm et al. 2016).

3 Fallbeispiel aus einer landwirtschaftlichen Biogasanlage

Die meisten Studien zu Prozessstörungen stammen aus Modellfermentationssystemen, da diese unter kontrollierten Bedingungen durchgeführt werden und demzufolge ein großes Spektrum an Prozesssteuerungs- und Manipulationsmöglichkeiten bieten.

Im Projekt „Etablierung und Umsetzung eines Labor- und Verfahrensprotokolls zur zeitnahen Ursachenaufklärung unter besonderer Berücksichtigung der Systemmikrobiologie – Biogas-Live“ (FKZ: 22013913), das vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) in Projektträgerschaft der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) gefördert wird, werden Prozessstörungen hingegen direkt in landwirtschaftlichen Biogasanlagen untersucht.

Da Störungen im Prozessablauf landwirtschaftlicher Biogasanlagen nicht vorhergesagt werden können und nachvollziehbarerweise nicht gezielt herbeigeführt werden, ist die grundlegende Herausforderung dieses Projektes die Spurensuche direkt zum richtigen Zeitpunkt am Ort des Geschehens, der Prozessstörung. Eine enge Zusammenarbeit mit Anlagenbetreibern und beratenden Ingenieurbüros in Kombination mit einem störfallorientierten Informationssystem zur Ursachenaufklärung von Prozessstörungen ist für die erfolgreiche Umsetzung des Projekts von entscheidender Bedeutung. Im Falle einer Prozessstörung erfolgt eine detaillierte Analyse der Struktur und zeitlichen Variation der mikrobiellen Gemeinschaft unter Verwendung moderner mikro- und molekularbiologischer Methoden. Ziel ist es, die „gestörte“ mikrobielle Gemeinschaft von der „normalen/gesunden“ bzw. der wieder „genesenen“ Gemeinschaft abzugrenzen und so Mikroorganismen zu identifizieren, die im Zusammenhang mit bevorstehenden Prozessstörungen/-instabilitäten stehen. Im Folgenden soll exemplarisch ein Störfall, der im Rahmen des laufenden Projektes untersucht wurde, kurz dargestellt werden.

Im Fallbeispiel handelt es sich um eine Biogasanlage, die aus zwei parallel-betriebenen Propfenstromfermentern besteht und mit einer Mischung aus nachwachsenden Rohstoffen (Mais, Gras, Zuckerrüben, Hirse und Getreide) betrieben wird. Zu Beginn des Beobachtungszeitraumes wurde die Fütterung von Gras- auf Zuckerrübensilage umgestellt. Nahezu zeitgleich wurde entschieden, die Betriebstemperatur von mesophil (42 °C) auf thermophil (52 °C) zu erhöhen. Zu diesem Zeitpunkt fallen zwei wesentliche Prozessaspekte zusammen: ein hoher Anteil sehr leicht verwertbarer Substrate und eine erhöhte Stoffwechselaktivität aufgrund der Temperaturerhöhung (siehe Kapitel 2.2). Auf mikrobieller Ebene zeigten sich unter den gegebenen Bedingungen Veränderungen in der strukturellen Zusammensetzung. Beispielsweise wurde ein signifikanter Anstieg (um ca. 10 %) bei Vertretern der Familie *Porphyromonadaceae* (Abteilung *Bacteroidetes*) nachgewiesen, der mit einer Erhöhung der Essigsäurekonzentration von 0,3 g L⁻¹ auf 0,7 g L⁻¹ korreliert werden konnte. Dies kann auf eine erhöhte Abbaurate im Zuge einer erhöhten

Stoffwechselaktivität der Mikroorganismen zurückgeführt werden. Andere Mitglieder der Bakteriengemeinschaft (z.B. Vertreter der Abteilung WWE1) hingegen scheinen ihre optimalen Wachstums- bzw. Lebensbedingungen im mesophilen Temperaturbereich zu haben, da ihre Abundanz mit zunehmender Temperatur deutlich abnahm bzw. ihr Vorkommen bei über 45 °C nicht mehr nachweisbar war. Ähnliches zeigte sich auch für die Archaeengemeinschaft: Beispielhaft sei hier auf die Gattung *Methanoculleus* hingewiesen, deren relative Häufigkeit im Zuge der Temperaturerhöhung von 30 auf 7 % sank. Während des Wechsels von mesophilen zu thermophilen Prozessbedingungen kam es aufgrund einer technischen Störung zu einem drastischen Temperatursturz von 48 auf 32 °C. Infolgedessen kam es zu einer starken Propionsäureanreicherung auf ca. 3 g L⁻¹; ein deutliches Indiz für eine Prozessstörung. Auch in diesem Fall konnte eine Korrelation zu bestimmten Vertretern der Familie *Porphyromonadaceae* (Abteilung *Bacteroidetes*) hergestellt werden. Über die Prozessstörung zeigte sich zeitlich leicht verschoben, d.h. zu Beginn des Propionsäureabbaus, eine Anreicherung von Vertretern der archaelen Gattung *Methanobacterium*, die Methan ausschließlich über den hydrogenotrophen Stoffwechselweg produzieren und daher wichtige Partner in syntrophen Lebensgemeinschaften sind (siehe Kapitel 2.5). Basierend auf Clusteranalysen war es im beschriebenen Fallbeispiel möglich, die mikrobielle Gemeinschaft entsprechend der vorherrschenden Bedingungen in vier Phasen einzuteilen: (I) Gemeinschaft unter mesophilen Bedingungen, (II) Entwicklung der Gemeinschaft mit steigender Temperatur, (III) Prozessstörung und (IV) Genesung der Gemeinschaft.

4 Prozesskontrolle

Zur Gewährleistung einer möglichst stabilen und effizienten Biogaserzeugung sind regelmäßige Prozessüberwachungen heutzutage Standard. Sie bieten nicht nur Einblicke in den grundlegenden Prozessverlauf, sondern darüber hinaus die Möglichkeit, Prozessinstabilitäten zu erkennen (Drosg 2013). Nach wie vor beruht die Prozesssteuerung auf verfahrenstechnisch-chemischen Parametern (Tab. 1) sowie auf Erfahrungswerten der Anlagenbetreiber.

Tab. 1: Übersicht der verwendeten Indikatoren zur Überwachung der Prozesseffizienz bzw. von Prozessinstabilitäten (zusammengefasst nach Boe et al. 2010, Drosig 2013).

Indikator	Informationen über	Messaufwand
Einsatzstoffe	Nährstoffverfügbarkeit	aufwendig, Labor
Temperatur	Stoffwechselleistung	gering, Thermometer
Produzierte Biogasmenge ¹⁾	Prozessleistung	gering, Online-Sensoren
Gaszusammensetzung	Prozessleistung	gering, Online-Sensoren
Wasserstoffgehalt (H ₂)	Inhibierung Methanogenese	gering, Online-Sensoren
Redoxpotenzial	Reaktionsbedingungen	gering, Redoxelektrode
Leitfähigkeit	Salzkonzentration	gering
pH-Wert ²⁾	Säureanreicherung (ja/nein)	gering, pH-Elektrode
Gesamtsäurekonzentration	Systemüberlastung	aufwendig, Labor
Säurespektrum	Konzentration der Einzelsäuren	aufwendig, Labor
NH ₄ ⁺ -N/NH ₃	Inhibition der Methanogenese	sehr aufwendig

¹⁾ Keine Aussagen über Prozessinstabilitäten, da die produzierte Biogasmenge sinkt, wenn der Prozess bereits gestört ist.

²⁾ Nützlicher Indikator in Biogasfermentern mit geringer Pufferkapazität, jedoch ist seine Aussagekraft in gut gepufferten Systemen gering.

Es fehlt jedoch an mikrobiellen Indikatoren, um Kontroll- und Managementstrategien zu entwickeln, die die Anforderungen der mikrobiellen Lebensgemeinschaften berücksichtigen (Carballa et al. 2015, de los Reyes III et al. 2015). Eine stabile und effiziente Methanproduktion gelingt nur, wenn die Prozesssteuerung in Form eines ausgewogenen, mikrobiellen Diversitätsmanagements erfolgt. Hierfür gilt es in verstärktem Maße, die Potenziale und Grenzen der Leistungsfähigkeit des Ökosystems Biogasfermenter zu definieren und darüber hinaus neue Methoden zu entwickeln, die die Anpassungs- und Widerstandsfähigkeit mikrobieller Populationen an spezifische ökologische Bedingungen des Lebensraums Biogasfermenter bewerten. Die Identifizierung mikrobieller Prozessindikatoren für spezifische (positive und negative) Prozesszustände ist hierbei von entscheidender Bedeutung. Mikrobielle Diagnoseverfahren für resistente, widerstandsfähige (belastbare) und funktionell redundante Populationen oder für bevorstehende Prozessstörungen sollen künftig zur Kontrolle und Steuerung prozessoptimierter Mikrobiome beitragen.

Literatur

- Allison, S.D.; Martiny, J.B. (2008): Resistance, resilience, and redundancy in microbial communities. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 105, pp. 11512–11519
- Alsouleman, K.; Linke, B.; Klang, J.; Klocke, M.; Krakat, N.; Theuerl, S. (2015): Reorganisation of a mesophilic biogas microbiome as response to a stepwise increase of ammonium nitrogen induced by poultry manure supply. *Bioresource Technology* 208, pp. 200–204
- Boe, K.; Batstone, D.J.; Steyer, J.-P.; Angelidaki, I. (2010): State indicators for monitoring the anaerobic digestion process. *Water Research* 44, pp. 5973–5980
- Carballa, M.; Regueiro, L.; Lema, J.M. (2015): Microbial management of anaerobic digestion: exploiting the microbiome-functionality nexus. *Current Opinion in Biotechnology* 33, pp. 103–111
- Chassard, C.; Delmas, E.; Lawson, P.A.; Bernalier-Donadille, A. (2008): *Bacteroides xylanisolvens* sp. nov., a xylan- degrading bacterium isolated from human faeces. *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology* 58, pp. 1008–1013
- Chen, Y.; Cheng, J.J.; Creamer, K.S. (2008): Inhibition of anaerobic digestion process: a review. *Bioresource Technology* 99, pp. 4044–4064
- Chen, S.; Dong, X. (2005): *Proteiniphilum acetatigenes* gen. nov., sp. nov., from a UASB reactor treating brewery wastewater. *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology* 55, pp. 2257–2261
- de los Reyes III, FL.; Weaver, J.E.; Wang, L. (2015): A methodological framework for linking bioreactor function to microbial communities and environmental conditions. *Current Opinion in Biotechnology* 33, pp. 112–118
- Drosg, B. (2013): Process monitoring in biogas plants. IEA Bioenergy Task 37 – Energy from Biogas
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): (2016) Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung bis zur Nutzung
- Goux, X.; Calusinska, M.; Lemaigre, S.; Marynowska, M.; Klocke, M.; Udelhoven, T.; Benizri, E.; Delfosse, P. (2015): Microbial community dynamics in replicate anaerobic digesters exposed sequentially to increasing organic loading rate, acidosis, and process recovery. *Biotechnology for Biofuels* 8, pp. 122–140
- Goux, X.; Muller, E.E.L.; Calusinska, M.; Fossépré, M.; Wilmes, P.; Delfosse P. (2017): A year monitoring of 22 anaerobic reactors argues in favour of a core microbiome in anaerobic digestion. 3rd International Conference on Biogas Microbiology, Wageningen, 01.-03.05.2017
- Grabowski, A.; Tindall, B.J.; Bardin, V.; Blanchet, D.; Jeanthon, C. (2005): *Petrimonas sulfuriphila* gen. nov., sp. nov., a mesophilic fermentative bacterium isolated from a biodegraded oil reservoir. *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology* 55, pp. 1113–1121
- Hahnke, S.; Langer, T.; Koeck, D.E.; Klocke, M. (2016): Description of *Proteiniphilum saccharofermentans* sp. nov., *Petrimonas mucosa* sp. nov. and *Fermentimonas caenicola* gen. nov., sp. nov., isolated from mesophilic laboratory-scale biogas reactors, and emended description of the genus *Proteiniphilum*. *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology* 66, pp. 1466–1475

- Hattori, S. (2008): Syntrophic acetate-oxidizing microbes in methanogenic environments. *Microbes and Environment* 23, pp. 118–127
- Jabari, L.; Gannoun, H.; Cayol, J.-L.; Hedi, A.; Sakamoto, M.; Falsen, E.; Ohkuma, M.; Hamdi, M.; Fauque, G.; Ollivier, B.; Fardeau, M.-L. (2012): *Macellibacteroides fermentans* gen. nov., sp. nov., a member of the family *Porphyromonadaceae* isolated from an upflow anaerobic filter treating abattoir wastewaters. *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology* 62, pp. 2522–2527
- Kim, J.; Lee, C. (2016): Response of a continuous anaerobic digester to temperature transitions: A critical range for restructuring the microbial community structure and function. *Water Research* 89, pp. 241–251
- Klang, J.; Theuerl, S.; Szewzyk, U.; Huth, M.; Tölle, R.; Klocke, M. (2015): Dynamic variation of the microbial community structure during the long-time mono-fermentation of maize and sugar beet silage. *Microbial Biotechnology* 8, pp. 764–775
- Niu, Q.; Kubota, K.; Qiao, W.; Jing, Z.; Zhanga, Y.; Yu-Youa, L. (2014): Effect of ammonia inhibition on microbial community dynamic and process functional resilience in mesophilic methane fermentation of chicken manure. *Journal of Chemical Technology and Biotechnology* 90, pp. 2161–2169
- Rajagopal, R.; Massé, D.I.; Singh, G. (2013): A critical review on inhibition of anaerobic digestion 403 process by excess ammonia. *Bioresource Technology* 143, pp. 632–641
- Roden, E.E.; Jin, Q. (2011): Thermodynamics of microbial growth coupled to metabolism of glucose, ethanol, short-chain organic acids, and hydrogen. *Applied and Environmental Microbiology* 77, pp. 1907–1909
- Schink, B. (1997): Energetics of syntrophic cooperation in methanogenic degradation. *Microbiology and Molecular Biology Reviews* 61, pp. 262–280
- Schnürer, A.; Nordberg, A. (2008): Ammonia, a selective agent for methane production by syntrophic acetate oxidation at mesophilic temperature. *Water Science and Technology* 57, pp. 735–740
- Theuerl, S.; Klocke, M. (2015): Tatort Biogasanlage – mikrobiologische Kriminaltechnik. *Biogas Journal* 4
- Ueki, A.; Akasaka, H.; Suzuki, D.; Ueki, K. (2006): *Paludibacter propionicigenes* gen. nov., sp. nov., a novel strictly anaerobic, Gram-negative, propionate producing bacterium isolated from plant residue in irrigated rice-field soil in Japan. *International Journal of Systematic and Evolutionary Microbiology* 56, pp. 39–44
- Westerholm, M.; Moestedt, J.; Schnürer, A. (2016): Biogas production through syntrophic acetate oxidation and deliberate operating strategies for improved digester performance. *Applied Energy* 179, pp. 124–135

Charakterisierung komplexer mikrobieller Gemeinschaften mittels Metaproteomanalyse

DIRK BENNDORF

1 Das Mikrobiom von Biogasanlagen

In Biogasanlagen wird die Konversion landwirtschaftlicher Substrate zu Biogas von einer komplexen mikrobiellen Gemeinschaft katalysiert, die analog zur mikrobiellen Gemeinschaft im Darm des Menschen als Mikrobiom bezeichnet wird. Für die aufeinanderfolgenden Schritte der Konversion sind dabei verschiedene Gruppen von Mikroorganismen verantwortlich. Hydrolytische Bakterien spalten die polymeren Substrate wie Zellulose, Stärke und Proteine in Monomere, um sie anschließend zu kurzkettigen Alkoholen und Fettsäuren sowie Wasserstoff und Kohlendioxid zu vergären. In sekundären Gärungsreaktionen wandeln syntrophe Bakterien die kurzkettigen Alkohole und die Fettsäuren zu Essigsäure, Wasserstoff und Kohlendioxid um. Zuletzt werden durch acetoklastische Archaeen aus Essigsäure Methan und Kohlendioxid und aus Wasserstoff und Kohlendioxid durch hydrogenotrophe Archaeen Methan produziert.

Für eine stabile und effiziente Konversion der Substrate zu Biogas ist ein optimales Zusammenwirken aller beteiligten Partner notwendig. Dabei sind die typischen Prozessbedingungen in einer Biogasanlage ein Kompromiss zwischen den individuellen Anforderungen der Partner, sodass sich alle erfolgreich vermehren können. Prozessstörungen wie Versäuerung, die Bildung von Schwimmschichten oder schlechte Gasausbeuten werden häufig mit Veränderungen des Mikrobioms assoziiert. Auslöser können verfahrenstechnische Probleme, wie Störungen der Temperierung oder Durchmischung, aber auch ein Wechsel der verwendeten Substrate oder ein Mangel an Spurenelementen sein. Das Anpassen an veränderte Bedingungen erfordert ein erneutes Einstellen eines Gleichgewichts innerhalb des Mikrobioms und gelingt nicht immer. Eine Störung ist gekennzeichnet durch den Mangel oder den Überschuss bestimmter Partner. Dabei geht es aber nicht nur um die Präsenz bestimmter taxonomischer Gruppen, sondern auch um die von ihnen katalysierten Reaktionen. Typischerweise können mehrere Organismen dieselben Reaktionen durchführen. Einerseits ist diese Redundanz ein Vorteil, da der Verlust eines Partners leichter kompensiert werden kann. Andererseits erschwert dieser Fakt die Bewertung der Vitalität und Robustheit der Mikrobiome.

Zur Charakterisierung der Mikrobiome in Biogasanlagen werden verschiedene Methoden eingesetzt (Heyer et al. 2015). Die Isolierung und Kultivierung von Mikroorganismen erlaubt die detaillierte Beschreibung einzelner Mikroorganismen. Für alle oben benann-

ten Stufen der Vergärung im Biogasprozess wurden entsprechende Vertreter isoliert. Die Nutzung moderner genetischer Methoden wie die Sequenzierung der 16S rRNA-Gene oder der Metagenomsequenzierung zeigte jedoch, dass nur ein geringer Anteil der vorhandenen Mikroorganismen im Labor kultiviert werden kann (Amann et al. 1995). Unter ihnen befinden sich viele Mikroorganismen, die wegen ihrer großen Häufigkeit vermutlich substanziell zur Biogasbildung beitragen. Um mehr über die Aktivität der mikrobiellen Gemeinschaften in Biogasanlagen zu erfahren, werden zunehmend das Metatranskriptom und das Metaproteom analysiert, wobei die Metatranskriptomik mit sehr hoher Sensitivität mRNA detektiert, während die Metaproteomanalyse Proteine erfasst, die als Enzyme die Konversion von der Substrate zu Biogas katalysieren.

2 Workflow der Metaproteomanalyse

Die Metaproteomanalyse zielt auf die Detektion der Gesamtheit aller Proteine einer mikrobiellen Gemeinschaft. Basierend auf den nachgewiesenen Proteinen ermöglicht sie eine gleichzeitige funktionale und taxonomische Charakterisierung der Mikrobiome. Für das Proteotyping werden diese Daten mit den Prozessdaten vieler Proben korreliert.

Der gesamte Workflow (Heyer et al. 2015) beginnt mit der Aufnahme und Speicherung der Prozessdaten (Abb. 1). Diese Daten werden von Anlagenbetreibern im Rah-

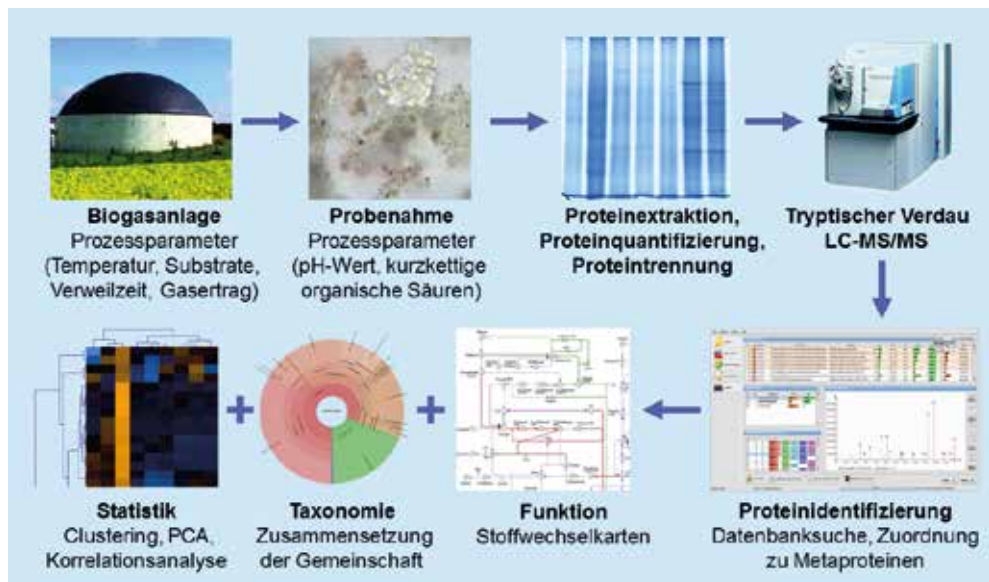


Abb. 1: Workflow der Metaproteomanalyse (© Dirk Benndorf, OvGU)

men von gemeinsamen Projekten zur Verfügung gestellt. Eine Herausforderung ist die Vergleichbarkeit der erhobenen Daten. So wird der Gasertrag häufig nur indirekt als elektrische Leistung des Blockheizkraftwerkes ermittelt. Unterschiedliche Gaserträge paralleler Fermenter bzw. von Hauptfermenter und Nachgärer werden oft nicht separat dargestellt, was eine Korrelation mit dem aus wirtschaftlicher Sicht wichtigsten Parameter, dem Gasertrag, erschwert.

Die nächsten Schritte sind die Probenahme sowie die sich anschließende Extraktion und Separierung der Proteine. Die Probenahme sollte nach VDI 4630 erfolgen, um eine möglichst große Reproduzierbarkeit zu gewährleisten. Bei der Proteinextraktion stellt der hohe Anteil an Huminstoffen im Gärsubstrat eine Herausforderung dar, denn sie interferieren mit der anschließenden Trennung und Identifizierung der Proteine. Die Eigenschaften der Huminstoffe wie Molekulargewicht und Ladung ähneln den Eigenschaften der Proteine stark, sodass Verfahren wie Filtration, Größenausschlusschromatographie oder Ionenaustauschchromatographie nicht für die Reinigung genutzt werden können. Die Extraktion mit flüssigem Phenol kombiniert mit dem Zellaufschluss in einer Kugelmühle hat sich für verschiedene Proben (Gärsubstrat, Klärschlamm, Boden) bewährt. Die braunen oder schwarzen Huminstoffe verbleiben in der wässrigen Phase oder in der Interphase, während sich die Proteine in der Phenolphase anreichern, aus der sie anschließend mit organischen Lösungsmitteln ausgefällt werden. Dabei wird bewusst auf die Separierung von Zellen und pflanzlichen Fasern verzichtet, um eine Bevorzugung suspendierter Mikroorganismen während der Aufreinigung zu vermeiden. Außerdem kann die Abundanz von Proteinen der pflanzlichen Substrate in den Fasern in die Beurteilung des Betriebszustandes einfließen.

Die Komplexität der mikrobiellen Gemeinschaft stellt auch hohe Anforderungen an die Trennung der Proteine, selbst wenn man von nur 100 verschiedenen Mikroorganismen mit je 1.000 Proteinen ausgeht. Diese Komplexität übersteigt die Auflösung der reversed-phase Chromatographie, die routinemäßig zur Trennung der tryptischen Peptide gekoppelt an die Massenspektrometrie (LC-MS/MS (Flüssigkeitschromatographie-Massenspektrometrie/Massenspektrometrie), eindimensionaler Ansatz – 1-D) eingesetzt wird. Die Fraktionierung der intakten Proteine mittels isoelektrischer Fokussierung (IEF) und/oder SDS-PAGE (Natriumdodecylsulfat-Polyacrylamidgelelektrophorese) vor dem tryptischen Verdauen führte zu einer signifikanten Erhöhung der Zahl der identifizierten Proteine auf etwa 3.000 (Kohrs et al. 2014). Allerdings erhöht sich damit der Aufwand für die massenspektrometrischen Messungen. Für die Messung einer einzigen Probe im 3-D-Ansatz (Vortrennung mit IEF und SDS-PAGE) wurden etwa 10 Tage benötigt. Für ein umfassendes Screening der mikrobiellen Gemeinschaften von Biogasanlagen wie es gegenwärtig im Rahmen des FNR-Projektes „Biogasmessprogramm III“ (FKZ 22404115) beabsichtigt ist und in kleinerem Maße im Rahmen des abgeschlossenen FNR-Projektes

(BIOGAS-BIOCOENOSIS, FKZ 22028811) erfolgreich durchgeführt wurde, ist dieser Aufwand nicht vertretbar (Kohrs et al. 2014).

Wesentliche Fortschritte für ein effizientes Screening von Biogasanlagen wurden durch die Verfügbarkeit neuer sensitiverer und schnellerer Massenspektrometer und die zunehmende Verfügbarkeit von Metagenomen aus Biogasanlagen für die Identifizierung erreicht, sodass 1-D-Ansätze inzwischen zu akzeptablen Ergebnissen führen. Für Metaproteomanalysen werden zurzeit fast ausschließlich Massenspektrometer mit orbitalen Ionenfallen benutzt, die seit ihrer Markteinführung vor über 10 Jahren kontinuierlich weiterentwickelt werden. Die Kombination dieser sensitiven Geräte mit der Ionenmobilitätsspektrometrie könnte die Sensitivität nochmals vervielfachen. Eine weitere Erhöhung der Zahl der identifizierten Proteine gelingt durch die Nutzung von Metagenomen aus Biogasanlagen. Die Metagenome bilden das genetische Potenzial der Mikrobiome viel besser als die früher benutzten Datenbanken UniProt oder NCBI ab. Dabei ist das Vorhandensein des passenden Metagenoms zum Metaproteom einer Biogasanlage wünschenswert, aber entgegen der in der Literatur vertretenen Meinung nicht unbedingt erforderlich. Für die verschiedenen Schritte der bioinformatischen Auswertung wurde die MetaProteomAnalyzer-Software entwickelt (Muth et al. 2015), die durch die Integration verschiedener Suchalgorithmen (Mascot, XTandem, OMSSA) eine bessere Identifizierung von Proteinen ermöglicht.

An die Proteinidentifizierung schließt sich die taxonomische und funktionale Auswertung an. Dieser Prozess wird durch eine große Redundanz in den Suchergebnissen erschwert. Der Hauptgrund für diese Redundanz ist die Homologie von Proteinen gleicher taxonomischer Herkunft und ähnlicher Funktion. Für die Gruppierung von Proteinen zu Metaproteinen und ihre Zuordnung zu den entsprechenden Kategorien kann ebenfalls die MetaProteomAnalyzer-Software genutzt werden, die im Unterschied zum Webservice UniProt (Mesuere et al. 2015) verschiedene Gruppierungsstrategien anbietet. Basierend auf einer erfolgreichen Proteingruppierung erleichtert die anschließende Visualisierung in der taxonomischen Zusammensetzung in Krona-Plots (Ondov et al. 2011) und von aktiven Stoffwechselwegen bzw. KEGG-Karten (Kanehisa und Goto 2000) die Beurteilung der mikrobiellen Gemeinschaft.

3 Proteotyping von Biogasanlagen

Die Analyse von Biogasanlagen auf dem Niveau des SDS-PAGES im Rahmen des FNR-Projektes „Biogas-BIOCOENOSIS“ zeigte, dass sich viele mikrobielle Gemeinschaften in Biogasanlagen über Zeiträume von mehreren Monaten wenig ändern und für jede Biogasanlage charakteristisch sind (Heyer et al. 2013). Gravierende Änderungen des Mikrobioms konnten mit einer Übersäuerung als Prozessstörung korreliert werden. In massenspektrometrischen Untersuchungen war die Abnahme der MethylCoM-Reduktase frühzeitig erkennbar. In Übereinstimmung mit Ergebnissen zum sogenannten „Metabolic Quotient“ basierend auf molekularbiologischen Daten der *mcrA/mrtA*-Gene (Munk et al. 2012) könnte es als prädiktiver Biomarker für Prozessstörungen genutzt werden. Die beobachteten markanten Unterschiede zwischen Biogasanlagen können häufig auf verschiedene grundlegende Prozessparameter wie der Temperatur zurückgeführt werden. Eine umfangreichere Studie belgischer Biogasanlagen (Heyer et al. 2016) zeigte eine klare Differenzierung hinsichtlich Reaktortyp, Prozesstemperatur und eingesetzten Substraten (Abb. 2, oberer Clusterbaum). Ein wesentlicher Fortschritt ist, dass die Klassifizierung, hier als Proteotyping bezeichnet, nicht manuell basierend auf der Selektion einzelner

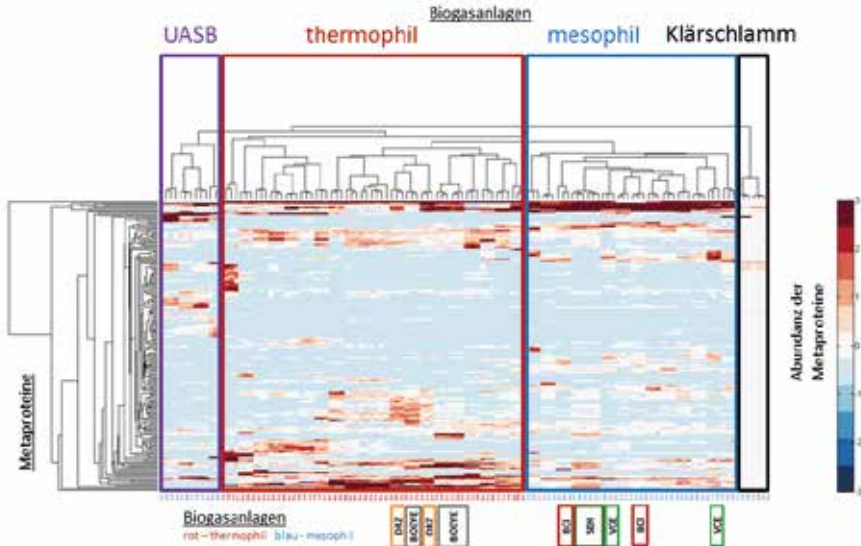


Abb. 2: Klassifizierung von Biogasanlagen nach Prozessführung (© Heyer et al. 2016). Die Messungen erfolgten mit einem Orbitrap Elite™ Hybrid Ion Trap-Orbitrap Massenspektrometer (Thermo Fisher Scientific, Dreieich) gekoppelt an eine UltiMate® 3000 RSLC nanosplitless reversed-phase HPLC (Thermo Fisher Scientific, Dreieich) im 1-D-approach.

charakteristischer Taxonomien oder Funktionen beruht, sondern durch das automatische Clustern der am häufigsten vorkommenden Metaproteine erfolgte. Eine wichtige Voraussetzung war, dass technische Replikate, in diesem Falle unabhängige Extraktionen derselben Probe, sehr ähnlich waren.

Mehrfache Proben aus Anlagen zu verschiedenen Zeitpunkten waren ebenfalls in nahe beieinanderliegenden Verzweigungen des Clusterbaums zu finden. Im Falle der Anlagen BCI und VCE wurde die unterschiedliche Konzentration von kurzkettigen organischen Säuren als ein möglicher Umweltfaktor für die Verschiebung im Clusterbaum identifiziert. Die verschiedenen Farbintensitäten einzelner Metaproteine zeigen, dass es für bestimmte Gruppen von Biogasanlagen charakteristische Metaproteine gibt (Abb. 2, linker Clusterbaum). Einige korrelieren auch mit anderen Prozessparametern wie Raumbelastung, Prozesstemperatur und Gesamtammoniumstickstoff (TAN). Beim beispielhaften Einsatz von Machine-learning-Algorithmen zur Klassifizierung von Biogasanlagen hinsichtlich ihres Betriebszustandes wurde eine erhöhte Menge von 5,10-Methylenetetrahydromethanopterin-Reduktase als Indikator für hohen TAN identifiziert. Da bei hohem TAN die acetoklastische Methanogenese inhibiert wird, ist das Enzym aus der hydrogenotrophen Methanogenese ein Nachweis für die erfolgreiche Anpassung der mikrobiellen Gemeinschaft. Eine wesentliche Limitation beim Einsatz dieser und weiterer statistischer Verfahren zur Klassifizierung ist die zu geringe Zahl an Proben. Im Rahmen des „Biogasmessprogramm III“ wird das Proteotyping auf bis zu 100 Biogasanlagen angewandt und die Ergebnisse werden mit Resultaten von 16S rRNA-Gen-Amplikonsequenzierungen, der Sequenzierung von Metagenomen und der Isolation von relevanten Reinkulturen kombiniert.

4 Multiple Zustände in stabilen Biogasanlagen

In der Literatur werden für ähnliche Betriebszustände stabil arbeitender Biogasanlagen verschiedene Mikrobiome beschrieben (Theuerl et al. 2015, De Vrieze et al. 2016). Das Proteotyping von sechs parallel betriebenen mesophile Laborreaktoren (Kohrs et al. 2017) bestätigt diese Beobachtungen. Ausgehend von einem Inokulum wurden nach 93 Tagen verschiedene Proteinmuster im SDS-PAGE und verschiedene taxonomische Zusammensetzungen basierend auf Metaproteinen beobachtet. Vergleichsweise geringe Unterschiede auf funktioneller Ebene erklären, weshalb sich die Reaktoren bezogen auf ihre Prozessdaten identisch verhielten. Im Anschluss wurden zwei Reaktoren an thermophile Bedingungen adaptiert. Dabei kam es in beiden Reaktoren zur Anreicherung von kurzkettigen Fettsäuren. Nach erfolgreicher Adaptation produzierten beide Reaktoren ähnliche Mengen an Biogas, wobei sich im Reaktor 3 die Menge der organi-

schen Säuren wieder unter 0,3 g/l verringerte, während beim Reaktor 4 durchschnittlich 0,9 g/l Acetat und etwa 0,75 g/l Propionat detektiert wurden. Aus prozesstechnischer Sicht waren beide Reaktoren stabil. In einem PCA-Plot separierte sich Reaktor 3 sehr deutlich von allen anderen Proben (Kohrs et al. 2017). Eine detaillierte Auswertung der gefundenen Metaproteine hinsichtlich Taxonomie und Funktion zeigte eine Abnahme der acetoklastischen Methanogenese in Reaktor 3, während sich in Reaktor 4 die Menge des Schlüsselenzyms der acetoklastischen Methanogenese, der Acetyl-CoA-Decarboxylase/synthase, erhöhte. Für beide Varianten von Mikrobiomen in thermophilen Biogasanlagen gibt es Beispiele, einerseits Verringerung der Ordnung *Methanosarcinales* und eine überwiegende hydrogenotrophe Methanogenese (Krakat et al. 2010), andererseits acetoklastische Methanogenese durch thermophile Vertreter der Ordnung *Methanosarcinales* (Heyer et al. 2016).

Auch bei der Analyse dieser Laborreaktoren erwies sich das Proteotyping als effiziente Strategie zur Beurteilung der Mikrobiome von Biogasreaktoren. Der Fakt, dass selbst unter sehr reproduzierbaren Bedingungen im Labor verschiedenen Mikrobiome auftreten können, weist darauf hin, dass multiple stabile Zustände auch in realen Prozessen zu erwarten und gegebenenfalls in der Prozessführung zu berücksichtigen sind.

5 Nutzung von Proteotyping zur Prozessüberwachung

Die Analyse von Mikrobiomen aus Biogasanlagen wird im Rahmen von Forschungsprojekten bereits zur Beurteilung des Betriebszustandes eingesetzt (De Vrieze et al. 2016). Die Messung solcher Daten mithilfe molekularbiologischer Werkzeuge ist kostenintensiv und langwierig. Außerdem erfordert die detaillierte Auswertung der Daten Expertenwissen. Im Vergleich zu molekularbiologischen Werkzeugen erfasst das Proteotyping von Biogasanlagen den aktiven Teil der Mikrobiome und kann deshalb trotz einer geringeren Tiefe der erhobenen Information auch zur Gruppierung von Biogasanlagen entsprechend des Betriebszustandes eingesetzt werden. Die Probenvorbereitung für den 1-D-Ansatz konnte auf etwa 12 h verkürzt werden, sodass nach massenspektrometrischer Messung und Datenauswertung über Nacht innerhalb von 24 h Ergebnisse verfügbar sind (nicht publizierte Daten). Beim Proteotyping werden die Eigenschaften der mikrobiellen Gemeinschaft mit den aktuellen Prozessdaten korreliert (Abb. 3, blauer Weg). Stimmt der basierend auf dem Proteotyping zugeordnete Prozesszustand mit dem tatsächlichen Prozesszustand überein, ist von einer stabilen Anlage mit einer guten Prognose auszugehen. Gibt es Abweichungen bei einer noch stabilen Anlage, könnte dies zukünftig Probleme anzeigen, und der Betreiber hätte die Möglichkeit, vorausschauend zu reagieren, zum Beispiel durch eine geringe Raumbelastung. Im Falle einer offensichtlich instabilen An-

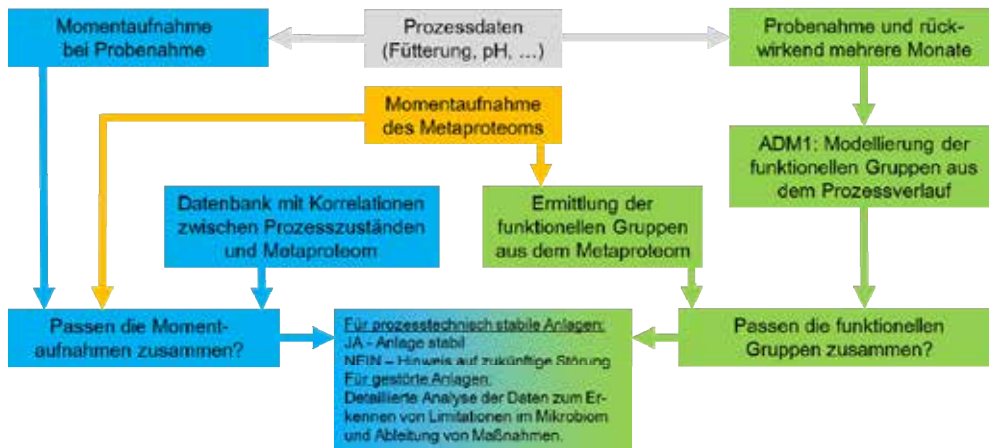


Abb. 3: Konzept zur Beurteilung des Betriebszustandes von Biogasanlagen mittels Proteotyping und modellgestützter Auswertung von Prozessdaten (© Dirk Benndorf, OvGU)

lage könnte eine detaillierte Analyse der Daten Hinweise zur Ursache der Störung liefern, beispielsweise welche Organismen bzw. metabolischen Funktionen limitiert sind.

Das bisherige Konzept des Proteotyping bezieht nur die aktuellen Prozessdaten ein. Das Mikrobiom ist bei Verweilzeiten von 30 bis 60 Tagen jedoch ein Ergebnis der vergangenen Prozessführung (Abb. 3, grüner Weg). Integriert man alle diese Daten in das ADM1-Modell (Batstone et al. 2002), das die wesentlichen funktionellen Gruppen (Zuckerfermentierer, Aminosäurefermentierer, Fermentierer von Butyrat, Valerat, Propionat oder langkettiger Fettsäuren sowie acetoklastische Methanogene und hydrogenotrophe Methanogene) umfasst, so kann die quantitative funktionelle Zusammensetzung des Mikrobioms modelliert werden. Stimmt das Modell mit den Ergebnissen der Metaproteomanalyse überein, so hätte die Anlage eine sehr gute Prognose. Gäbe es deutliche Abweichungen, besteht das Risiko einer Prozessstörung, da die mikrobielle Gemeinschaft nicht vollständig an die Prozessbedingungen adaptiert ist. Die Anwendung dieses modellgestützten Proteotyping wurde bis jetzt noch nicht umgesetzt, da neben der Metaproteomanalyse dafür auch die rückwirkende Auswertung der Prozessdaten sowie die Zuordnung der identifizierten Funktionen (und Taxonomien) zu den funktionellen Gruppen des ADM1-Modells erfolgen muss. Im Rahmen des „Biogasmessprogramm III“ werden solche Daten zur Verfügung stehen, sodass die Eignung des modellgestützten Proteotyping evaluiert werden kann. Im Optimalfall ergänzen sich beide Strategien des Proteotyping und liefern dadurch zuverlässigere Ergebnisse.

Literatur

- Batstone, D.J.; Keller, J.; Angelidaki, I.; Kalyuzhnyi, S.V.; Pavlostathis, S.G.; Rozzi, A. et al. (2002): The IWAAnaerobic Digestion Model No 1 (ADM1). *Water Sci. Technol.* 45, pp. 65–73
- De Vrieze, J.; Raport, L.; Roume, H.; Vilchez-Vargas, R.; Jáuregui, R.; Pieper, D.H.; Boon, N. (2016): The full-scale anaerobic digestion microbiome is represented by specific marker populations. *Water Res.* 104, pp. 101–110
- Heyer, R.; Kohrs, F.; Benndorf, D.; Rapp, E.; Kausmann, R.; Heiermann, M.; Klocke, M.; Reichl, U. (2013): Metaproteome analysis of the microbial communities in agricultural biogas plants. *New Biotechnology* 30, pp. 614–622
- Heyer, R.; Kohrs, F.; Reichl, U.; Benndorf, D. (2015): Metaproteomics of complex microbial communities in biogas plants. *Microb. Biotechnol.* 8, pp. 749–763
- Heyer, R.; Benndorf, D.; Kohrs, F.; De Vrieze, J.; Boon, N.; Hoffmann, M.; Rapp, E.; Schlüter, A.; Szczyrba, A.; Reichl, U. (2016): Proteotyping of biogas plant microbiomes separates biogas plants according to process temperature and reactor type. *Biotechnology for Biofuels* 9, p. 155
- Kanehisa, M.; Goto, S. (2000): KEGG: kyoto encyclopedia of genes and genomes. *Nucleic Acids Res.* 28, pp. 27–30
- Krakat, N.; Westphal, A.; Satke, K.; Schmidt, S.; Scherer, P. (2010): The microcosm of a biogas fermenter: comparison of moderate hyperthermophilic (60 °C) with thermophilic (55 °C) conditions. *Eng. Life Sci.* 10, pp. 520–527
- Kohrs, F.; Heyer, R.; Magnussen, A.; Benndorf, D.; Muth, T.; Behne, A.; Rapp, E.; Kausmann, R.; Heiermann, M.; Klocke, M.; Reichl, U. (2014): Sample prefractionation with liquid isoelectric focusing enables in depth microbial metaproteome analysis of mesophilic and thermophilic biogas plants. *Anaerobe* 29, pp. 59–67
- Mesuere, B.; Debyser, G.; Aerts, M.; Devreese, B.; Vandamme, P.; Dawyndt, P. (2015): The Unipept metaproteomics analysis pipeline. *Proteomics* 15, pp. 1437–1442
- Munk, B.; Bauer, C.; Gronauer, A.; Leubhn, M. (2012): A metabolic quotient for methanogenic Archaea. *Water Sci. Technol.* 66, pp. 2311–2317
- Muth, T.; Behne, A.; Heyer, R.; Kohrs, F.; Benndorf, D.; Hoffmann, M.; Lehtevä, M.; Reichl, U.; Martens, L.; Rapp, E. (2015): The MetaProteomeAnalyzer: a powerful open-source software suite for metaproteomics data analysis and interpretation. *J. Proteome Res.* 14, pp. 1557–1565
- Ondov, B.D.; Bergman, N.H.; Phillippy, A.M. (2011): Interactive metagenomic visualization in a Web browser. *BMC Bioinformatics* 12, p. 385
- Theuerl et al. (2015): Community shifts in a well-operating agricultural biogas plant: how process variations are handled by the microbiome. *Applied Microbiology and Biotechnology*, Volume 99, Issue 18, pp 7791–7803

Clostridium difficile in landwirtschaftlichen Biogasanlagen?

BETTINA HUBER, BERNADETTE LERCH, MICHAEL LEBUHN

1 Einleitung

Clostridium difficile ist ein Gram-positives, obligat anaerobes, sporenbildendes Stäbchenbakterium, das ubiquitär vorkommt und unter anderem den Darmtrakt von Menschen und Tieren besiedeln kann. *C. difficile* kann Toxine bilden und ist häufig Träger von Antibiotikaresistenzen. Dies macht es vor allem im klinischen Bereich zu einem problematischen Krankheitserreger. Die wichtigsten Virulenzfaktoren des Bakteriums sind die Toxine A und B (Smits et al. 2016). Während Toxin A (*tcdA*) für die Entstehung der Diarrhö und die Entzündung des Dickdarms verantwortlich ist, schädigt Toxin B (*tcdB*) die Zellmembran (Ages 2007). In den letzten Jahren hat sich in Deutschland vor allem der hypervirulente Stamm des Ribotyps 027 weiter ausgebreitet (Lübbert et al. 2014). Bei diesem Stamm kommt es aufgrund der Expression eines zusätzlichen Toxins (binäres Toxin) und Mutationen im Toxinrepressorgen (*tcdC*) häufig zu schweren Krankheitsverläufen (Lübbert et al. 2014).

Heutzutage gilt *C. difficile* als bedeutendster Erreger nosokomialer und Antibiotika-assoziiierter Durchfallerkrankungen (AAD) (Lübbert et al. 2014). Schätzungsweise werden 15–20 % der AAD (Kelly und La Mont 1998) und 95 % der Fälle von pseudomembranöser Kolitis (Bartlett 2002) durch *C. difficile* verursacht. Die Behandlungskosten, die aufgrund einer *C. difficile*-Infektion entstehen, belaufen sich alleine in den USA jährlich auf mehr als 3,2 Milliarden Dollar (Awad et al. 2014).

Da die Sporen von *C. difficile* sehr widerstandsfähig gegenüber Umwelteinflüssen sind, könnten sie den Biogasprozess überleben. Es ist auch nicht a priori auszuschließen, dass sich *C. difficile* im Biogasprozess vermehrt. Durch das Ausbringen von Gärresten könnten ggf. antibiotikaresistente *C. difficile*-Stämme in die Umwelt gelangen und eine Gefährdung für Mensch und Tier darstellen. Wenn die resistenten Sporen z.B. über kontaminierte Lebensmittel aufgenommen werden, auskeimen und Toxine produzieren, kann eine *C. difficile*-Infektion entstehen.

Bisher gibt es kaum Informationen darüber, in welchem Ausmaß *C. difficile* in landwirtschaftlichen Biogasanlagen vorkommt, und wie sich der Keim während des Biogasprozesses verhält. Bisherigen Untersuchungen zufolge (Fröschle et al. 2015) scheint *C. difficile* insbesondere über tierische Reststoffe bzw. Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen eingetragen zu werden. Mit der Bioökonomieinitiative ist künftig mit einer weiteren Erhöhung des Einsatzes von tierischen Reststoffen und Abfällen in Biogasanlagen zu rechnen. Dadurch erhöht sich das Risiko einer Verbreitung von Krankheitserregern, die den Biogasprozess überstehen können. Ziel dieses Forschungsvorhabens ist es daher, sowohl qualitative als auch quantitative Daten bezüglich des Vorkommens und der Überdauerungsfähigkeit von *C. difficile* in Biogasanlagen zu gewinnen. Das Projekt gliedert sich in zwei Themenschwerpunkte: i) Screening ausgewählter Biogasanlagen mit unterschiedlichem Substrateinsatz auf die Anwesenheit von *C. difficile* und ii) Untersuchung des Verhaltens von *C. difficile* im meso- und thermophilen Biogasprozess mithilfe von Keimträgerversuchen.

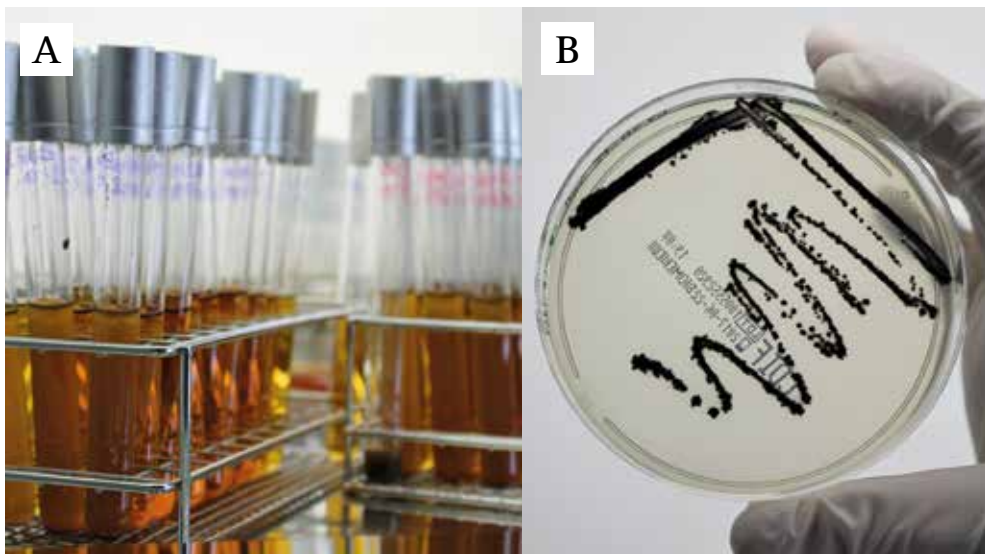


Abb. 1: A) Spezifische Anreicherung von *C. difficile* im Flüssigmedium und B) positiver kultureller Nachweis auf CDIF-Selektivagar (© Bettina Huber)

2 Material und Methoden

2.1 Anlagen-Screening

Im Anlagen-Screening wurden bislang insgesamt 164 Proben aus zehn ausgewählten Biogasanlagen qualitativ und z. T. auch quantitativ auf die Anwesenheit von *C. difficile* untersucht. 42 % der Proben waren pflanzliche Substrate (z.B. Silagen), 13 % tierische Substrate (z.B. Gülle, Festmist), 27 % Gärgemische (Hauptgärer) und 18 % Gärprodukte aus nachgeschalteten Prozessstufen (Nachgärer und Endlager).

Der Nachweis von *C. difficile* erfolgte über eine Anreicherung in Flüssigmedium (Trypticase-Peptone-Glucose-Yeast Extract Broth; Abb. 1A) und Ausstrich auf CDIF-Selektivagar (Biomérieux, Deutschland; Abb. 1B). Die positiven kulturellen Nachweise wurden mithilfe spezifischer quantitativer Real-Time PCR (qPCR) Assays auf die Anwesenheit des Schlüsselenzyms Triosephosphat-Isomerase (*tpi*) von *C. difficile* sowie auf die Toxingene A (*tcdA*) und B (*tcdB*) überprüft. Bei Detektion des *tpi*-Gens von *C. difficile* bzw. der Toxingene A und/oder B wurde die Probe als CDIF-positiv bzw. *tcdA/tcdB*-positiv (toxigen) eingestuft. Für die Quantifizierung des Erregers wurde das Most-Probable-Number(MPN)-Verfahren (Jarvis et al. 2010) mit anschließender qPCR-Analytik angewandt.

2.2 Keimträgerversuche

Um das Verhalten von *C. difficile* bei mesophilen (38 °C) und thermophilen (55 °C) Prozessbedingungen quantitativ zu verfolgen, wurden Keimträgerversuche in semikontinuierlich betriebenen 30 l-Durchfluss-Laborfermentern durchgeführt. Hierzu wurden *C. difficile*-freie Gärgemische aus den Fermentern mit einer bestimmten Konzentration Toxin-freier *C. difficile*-Stämme (*tcdA*-/*tcdB*-) angeimpft und in Keimträger eingesetzt (gesamt ca. 9 ml). Die Keimträger bestanden aus einem Glasrohr, das an beiden Enden mit einem 0,2 µm Celluloseacetat-Filter verschlossen wurde. Der Filter ermöglichte einen osmotischen Austausch und sorgte gleichzeitig dafür, dass die Mikroorganismen im Keimträger zurückgehalten werden. Die Keimträger wurden an einem Keimträgerrohr befestigt (Abb. 2A) und in die Versuchsfermenter eingebracht (Abb. 2B und C). Die Fermenter wurden mit einer Mischung aus Gras- und Maissilage gefüttert und bei einer organischen Raumbelastung von 0,5–1,5 kg oTS · m⁻³ · d⁻¹ betrieben.

Die Keimträger wurden nach definierten Expositionszeiten aus den Fermentern entnommen. Um zu überprüfen, ob eine Reduktion des Erregers im Biogasprozess stattgefunden hat, wurde die Keimzahl im Keimträgerinhalt nach der Exposition mit der Ausgangszellzahl verglichen. Der Nachweis lebensfähiger *C. difficile*-Einheiten (vegetative Zellen und Sporen) erfolgte über eine Kombination aus kultureller Anreicherung mittels MPN-Verfahren und molekularbiologischem Nachweis (qPCR) des *tpi*-Gens von *C. difficile*.

Hinsichtlich des Nachweises von keimfähigen Sporen sollte geprüft werden, ob eine Erhitzung auf 60 °C über 15 Minuten zur Auskeimung der Sporen reicht (vegetative Zellen werden dabei abgetötet) oder ob der Zusatz von Taurocholsäure-Natriumsalz die Sporenkeimung erhöht. Da die Untersuchung der Ansätze mit Taurocholsäure noch nicht abgeschlossen ist, stellen die Ergebnisse für Sporen lediglich den Ansatz mit Erhitzung auf 60 °C dar.

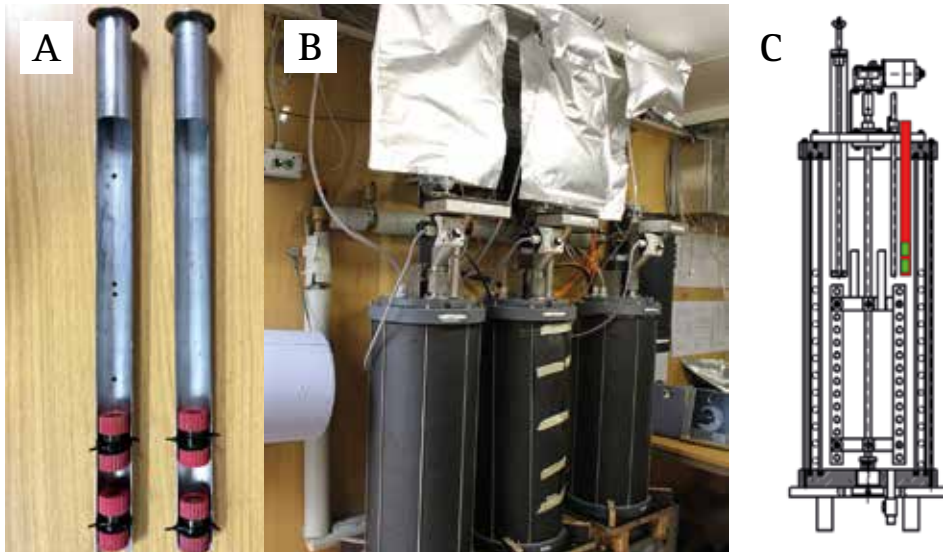


Abb. 2: A) Keimträgerrohre mit jeweils zwei Keimträgern (gefüllt mit Gärrest und apathogenen *C. difficile*-Stämmen), B) 30-l-Laborfermenter sowie C) Positionierung des Keimträgerrohrs (rot) und der Keimträger (grün) im Versuchsfermenter (© LfL)

3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 Anlagen-Screening

Im Biogasanlagen-Screening konnte *C. difficile* in 91 von 164 untersuchten Proben identifiziert werden, was einer Nachweisrate von 55 % entspricht (Abb. 3A). Eine ähnlich hohe Detektionsrate (50 %) wurde bereits in einem Vorgängerprojekt, welches sich mit dem Verhalten von EHEC und krankheitserregenden Clostridien in Biogasanlagen beschäftigte, gefunden. Dort konnte *C. difficile* in 37 von insgesamt 74 untersuchten Biogasanlagenproben identifiziert werden (Fröschle et al. 2015). Die hohen Nachweisraten in beiden Studien deuten auf eine weite Verbreitung des Erregers auch in landwirtschaftlichen Biogasanlagen hin. Sowohl bei Fröschle et al. (2015) als auch in diesem Forschungsvorhaben waren tierische Substrate (71 bzw. 55 %) deutlich stärker belastet als pflanzliche Substrate (11 bzw. 16 %). Dies deutet darauf hin, dass der Eintrag von *C. difficile* in die Biogasanlage offenbar vor allem über tierische Substrate erfolgt. Eine hohe Belastung von tierischen Substraten mit *C. difficile* zeigte sich auch in einer Studie von Doosti und Mokhtari-Farsani (2014), in der *C. difficile* aus 90 von insgesamt 150 Kälberkotproben isoliert werden konnte. Gärgemische aus Hauptgärern und Proben aus nachgeschalteten Prozessstufen wurden im vorliegenden Biogasanlagen-Screening praktisch durchwegs positiv getestet. Dies deutet an, dass *C. difficile* den Bedingungen im Biogasprozess gegenüber äußerst resistent ist, erlaubt aber keinen Schluss auf eine eventuelle Vermehrung im Prozess.

Aufgrund der hohen Nachweisraten von *C. difficile* in den Praxisanlagen wurden insbesondere Fermenterinhalt und Proben aus nachgeschalteten Stufen quantitativ untersucht. In den Analysen lag die Anzahl der lebensfähigen *C. difficile*-Einheiten (vegetative Zellen und Sporen) unter $< 20 \text{ MPN} \cdot \text{ml}^{-1}$, die Keimzahl war also sehr gering. In einer Metagenom-Studie, bei der mikrobielle Populationen von verschiedenen Biogasreaktoren untersucht wurden, konnten keine pathogenen Clostridien und somit auch keine *C. difficile* gefunden werden (Eikmeyer et al. 2013). Dies bestärkt die Vermutung, dass die Bakterien in einer so geringen Konzentration vorkommen, dass sie aufgrund unzureichender Sequenziertiefe nicht erfasst wurden. Auch bei Dohrmann et al. (2010) gab es keinen Hinweis auf das Vorkommen pathogener Clostridien in mit Gülle beschickten Biogas-Reaktoren.

Bei 85 % der CDIF-positiv getesteten Proben konnten Toxingene (*tcdA*⁺ und/oder *tcdB*⁺) nachgewiesen werden (Abb. 3B). 40 der 91 Proben wiesen beide Toxingene auf. Insgesamt war die Nachweisrate für die Toxine A und B in den Biogasanlagenproben höher als bei *C. difficile*-Isolaten ($n = 90$) aus Kälber-Ausscheidungen (Doosti und Mokhtari-Farsani 2014). Diese Autoren fanden *tcdA* in 8 Isolaten (9 %), *tcdB* in 16 Isolaten (18 %) und beide Toxingene (2 %) in lediglich zwei Isolaten.

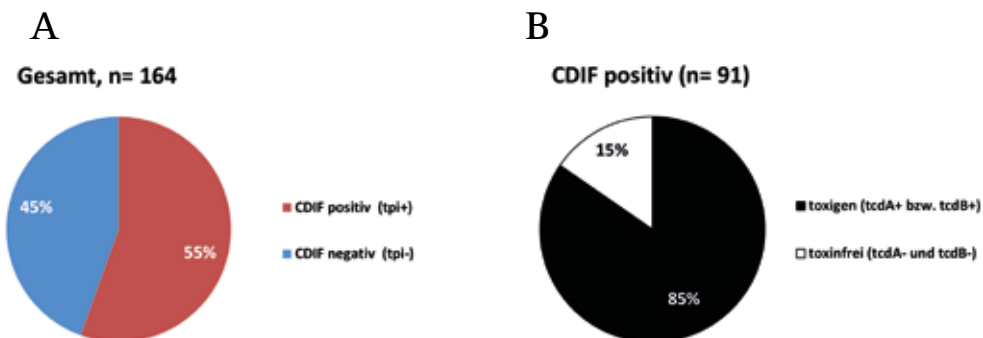


Abb. 3: A) *C. difficile*-Nachweisrate anhand des *tqi*-Gens in den untersuchten Biogasanlagenproben. B) Häufigkeit der Toxingene A und B bei den CDIF-positiv getesteten Proben. (© LfL)

3.2 Keimträgerversuche mit *C. difficile*

Bisher wurden zwei mesophile und zwei thermophile Keimträgerversuche (KTV) mit nicht toxischen *C. difficile*-Stämmen durchgeführt. Bei den mesophilen Versuchen (KTV-38 °C) wurde eine Expositionsdauer von 43 d abgedeckt. Aufgrund der angenommenen stärkeren Keimreduktion bei 55 °C wurden für die thermophilen Keimträgerversuche (KTV-55 °C) kürzere Inkubationszeiten gewählt. Für den ersten thermophilen Versuch wurde eine Expositionszeit von 10 d festgelegt. Im zweiten Durchlauf wurde der Inkubationszeitraum auf 28 d ausgeweitet.

Abbildung 4 zeigt das Verhalten von *C. difficile* (vegetative Zellen und nach Erhitzen auf 60 °C gekeimte Sporen) in den Laborfermentern bei mesophilen (38 °C) und thermophilen (55 °C) Prozessbedingungen. In allen Versuchen wurde eine eindeutige Reduktion der Keimzahl beobachtet.

Den bisherigen Ergebnissen zufolge schien die Reduktion mesophil und thermophil in zwei Phasen abzulaufen, einer schnellen initialen Inaktivierung innerhalb der ersten 5 (thermophil) bzw. 15 (mesophil) Tage und der anschließenden sehr langsam verlaufenden Reduktion (Abb. 4). Ob hierfür ein schnelles Absterben sensitiver vegetativer Zellen verantwortlich ist, wird aktuell untersucht.

Bei den mesophilen Keimträgerexperimenten KTV-38 °C (1) und (2) fand innerhalb von 19 bzw. 14 d eine Reduktion um 2,6 bzw. 4,6 log-Stufen statt. Dies entspricht einer Abnahme der zu Beginn eingesetzten Keimkonzentration von $3,8 \cdot 10^3$ bzw. $3,8 \cdot 10^5$ MPN · ml⁻¹ um 99,739 bzw. 99,998 %. Um das Ausmaß der Keimreduktion in den unterschiedlichen Experimenten vergleichen zu können, wurde die Zeit, die unter den gegebenen Bedingungen für eine Reduktion des Erregers um 90 % benötigt wird (= dezimale Reduktionszeit, D-Wert), berechnet. Für die mesophilen Keimträgerversuche betrug die mittlere dezimale Reduktionszeit $9,9 \pm 4,2$ Tage.

Eine deutlich schnellere Reduktion von *C. difficile* wurde unter thermophilen Bedingungen beobachtet. Bei KTV-55 °C (1) wurde bereits nach 1 d eine Reduktion um 2,7 log-Stufen bzw. 99,818 % erreicht. Der zweite Durchlauf, KTV-55 °C (2), startete mit einer deutlich höheren Keimzahl ($3,0 \cdot 10^5$ MPN · ml⁻¹) als KTV-55 °C (1) ($1,9 \cdot 10^3$ MPN · ml⁻¹). Nach 7 bzw. 14 d im thermophilen Prozess waren noch 105 bzw. 4 MPN · ml⁻¹ nachweisbar. Somit nahm die Bakterienkonzentration um 3,5 bzw. 3,9 log-Stufen oder 99,965 bzw. 99,987 % ab. Für die Keimträgerversuche mit *C. difficile* wurde bei 55 °C ein D-Wert von $4,1 \pm 1,6$ Tagen berechnet.

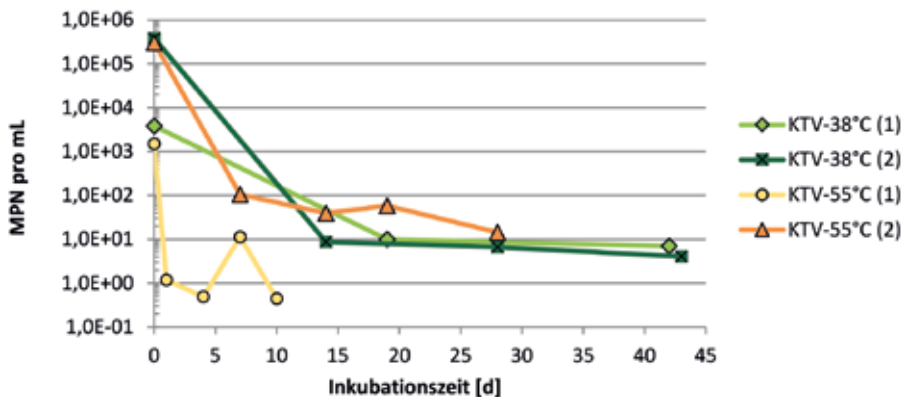


Abb. 4: Verhalten von *C. difficile* bei mesophilen (38 °C) und thermophilen (55 °C) Prozesstemperaturen

Bei den hier vorgestellten MPN für vegetative Zellen plus Sporen ist allerdings zu beachten, dass der Zusatz von Taurocholsäure für die Sporenkeimung die Anzahl der Sporen erhöhen könnte (Abt et al. 2016). Dies, und auch ob eine solche Erhöhung bei unterschiedlicher Exposition verschieden ausfällt, wird aktuell geprüft.

In der Literatur gibt es kaum Daten zum Verhalten von *C. difficile* in Biogasanlagen. Bagge et al. (2010) untersuchten die Entwicklung der Keimzahl pathogener Clostridien in einer thermophilen K2-Biogasanlage (52 °C) und stellten ebenfalls eine Abnahme um $\geq 2,5$ log-Stufen fest. In einem Vorgängerprojekt zum „Verhalten von EHEC und krankheitserregenden Clostridien in landwirtschaftlichen Biogasanlagen“ wurde die Entwicklung der Keimzahlen von *C. botulinum* mithilfe von mesophilen und thermophilen Keimträgerversuchen untersucht (Fröschle et al. 2015). Der für *C. botulinum* ermittelte D-Wert lag im mesophilen Prozess mit $34,6 \pm 11,2$ d (Fröschle et al. 2015) deutlich höher als für *C. difficile* ($9,9 \pm 4,2$ d). Dies deutet darauf hin, dass *C. botulinum* unter den gegebenen Bedingungen überdauerungsfähiger ist als *C. difficile*. Im thermophilen Betrieb hingegen wurde *C. botulinum* (D-Wert: $1,0 \pm 0,2$ d; Fröschle et al. 2015) stärker reduziert als *C. difficile* (D-Wert: $4,1 \pm 1,6$ d).

Die Keimträgerversuche gaben bislang keinen Hinweis auf eine Vermehrung von *C. difficile* im Biogasprozess. Aufgrund der starken Reduktion der Keimzahlen unter meso- und thermophilen Bedingungen ist davon auszugehen, dass die hygienische Qualität des Gärprodukts gegenüber den Einsatzstoffen verbessert wird. Da aber *C. difficile* in Hauptfermentern und Proben aus nachgeschalteten Stufen häufig gefunden wurde, ist eine Ausbringung des Erregers mit Gärresten nicht auszuschließen. Wegen der geringen Bakterienkonzentrationen ist das hygienische Risiko allerdings aktuell als gering einzuschätzen. Grundsätzlich gilt, dass Biogasanlagen keine Entsorgungseinrichtungen sind. Mit Krankheitserregern belastete Einsatzstoffe sollten nicht in eine Biogasanlage eingebracht werden, die hierfür nicht konzipiert ist.

4 Zusammenfassung

Die hohe Nachweisrate von *C. difficile* (55 %) in den untersuchten Praxisanlagen deutet auf eine weite Verbreitung des Erregers auch in landwirtschaftlichen Biogasanlagen hin. Quantitative Analysen zeigten jedoch, dass die Keimzahl sehr gering war. Bei 85 % der CDIF-positiv getesteten Proben wurden Toxingene (*tcdA* und/oder *tcdB*) nachgewiesen. Da tierische Substrate deutlich stärker belastet waren als pflanzliche Substrate, erfolgte der Eintrag in Biogasanlagen offenbar vorwiegend über die tierischen Einsatzstoffe.

In mesophilen und thermophilen Keimträgerexperimenten konnte eine eindeutige Reduktion von *C. difficile* beobachtet werden. Das Ausmaß der Sporenkeimung und deren Bedeutung ist dabei noch zu klären. Es besteht bislang kein Grund zur Annahme, dass sich *C. difficile* im Biogasprozess vermehrt. Unter thermophilen Bedingungen (D-Wert: $4,1 \pm 1,6$ d) wurde eine deutlich schnellere Reduktion festgestellt als bei mesophilen (D-Wert: $9,9 \pm 4,2$ d) Prozesstemperaturen.

Literatur

- Abt, M. C.; McKenney, P. T.; Pamer, E. G. (2016): Clostridium difficile colitis: pathogenesis and host defence. *Nature Reviews Microbiology*
- Ages – Österreichische Agentur für Gesundheit und Ernährungssicherheit GmbH (2007): Prävention und Kontrolle von Clostridium difficile in Krankenhäusern und Einrichtungen der stationären Pflege, 2. Auflage, Wien, URL:https://www.rki.de/DE/Content/Infekt/Krankenhaushygiene/Erreger_ausgewaehlt/Clostridium/Clostridium_pdf_08.pdf?__blob=publicationFile
- Awad, M. M.; Johanesen, P. A.; Carter, G. P.; Rose, E.; Lyras, D. (2014): Clostridium difficile virulence factors: Insights into an anaerobic spore-forming pathogen. *Gut Microbes*, 5(5), pp. 579–593
- Bagge, E.; Persson, M.; Johansson, K. E. (2010): Diversity of spore forming bacteria in cattle manure, slaughterhouse waste and samples from biogas plants. *Journal of Applied Microbiology*, 109(5), pp. 1549–1565
- Bartlett, J. G. (2002): Clinical practice: antibiotic-associated diarrhea. *The New England Journal of Medicine* 346(5), pp. 334–339
- Dohrmann, A. B.; Baumert, S.; Klingebiel, L.; Weiland, P.; Tebbe, C. C. (2011): Bacterial community structure in experimental methanogenic bioreactors and search for pathogenic clostridia as community members. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 89(6), pp. 1991–2004
- Doosti, A.; Mokhtari-Farsani, A. (2014): Study of the frequency of Clostridium difficile tcdA, tcdB, cdtA and cdtB genes in feces of Calves in south west Iran. *Annals of Clinical Microbiology and Antimicrobials* 13(1), pp. 21
- Eikmeyer, F. G.; Rademacher, A.; Hanreich, A.; Hennig, M.; Jaenicke, S.; Maus, I.; Wibberg, D.; Zakrzewski, M.; Pühler, A.; Klocke, M.; Schlüter, A. (2013): Detailed analysis of metagenome datasets obtained from biogas-producing microbial communities residing in biogas reactors does not indicate the presence of putative pathogenic microorganisms. *Biotechnology for Biofuels* 6(1), pp. 49
- Fröschle, B.; Messelhäuser, U.; Lebuhn, M.; Höller, C. (2015): Verhalten von EHEC und krankheitserregenden Clostridien in Biogasanlagen. Abschlussbericht. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) und Bayerisches Landesamt für Gesundheit und Lebensmittelsicherheit (LGL) (Hrsg.), S. 1–129
- Jarvis, B.; Wilrich, C.; Wilrich, P. T. (2010): Reconsideration of the derivation of Most Probable Numbers, their standard deviations, confidence bounds and rarity values. *Journal of Applied Microbiology* 109(5), pp. 1660–1667
- Kelly, C. P.; La Mont, J. T. (1998): Clostridium difficile infection. *Annual Review of Medicine* 49, 375
- Lübbert, C.; John, E.; Von Müller, L. (2014): Clostridium difficile Infektion. *Deutsches Ärzteblatt* 111(43), S. 723–31
- Smits, W. K.; Lyras, D.; Lacy, D. B.; Wilcox, M. H.; Kuijper, E. J. (2016): Clostridium difficile infection. *Nature Reviews Disease Primers* 2, 16020

Möglichkeiten der flexiblen Biogasproduktion mit Bestandsanlagen

HENNING HAHN, ERIC WULSTEN, LENA VOGEL, ALINA TOBY, FRANK SCHÜNEMEYER,
DANIEL HAU, FABIAN JACOBI, KLAUS ANDUSCHUS

1 Hintergrund

Der Zubau erneuerbarer Energien (EE) ist in den letzten Jahren in Deutschland stetig vorangeschritten. So wird aktuell bereits rund ein Drittel der Brutto-Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen gewonnen (AGEE-Stat 2017). Über die Hälfte wurde dabei von den witterungsabhängigen Energieerzeugern Windkraft und Photovoltaik (PV) produziert. Um die ehrgeizigen klimapolitischen Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2050 zu erreichen, ist ein weiterer Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, im Wesentlichen Wind und PV, geplant. Mit der zunehmenden regenerativen Energieversorgung geht auch eine Umstrukturierung des Stromversorgungssystems einher. Durch die Liberalisierung der Strommärkte und der vermehrten Stromeinspeisung aus verbraucherfernen Windenergieanlagen steigt der Bedarf an hohen Transiten. Der Ausbau der Stromnetze ist jedoch kostenintensiv und erzeugt immer wieder Missmut, insbesondere bei der vom Bau neuer Stromtrassen betroffenen Bevölkerung. Gerade deshalb ist es sinnvoll, die vorhandenen und zukünftigen Stromnetze effizient zu nutzen. Daher ist eine sinnvolle Erschließung verfügbarer Flexibilitätsoptionen erforderlich, um den großen Anteil fluktuierender Energieerzeuger in die Stromversorgung zu integrieren, den Netzausbau auf das Notwendigste zu beschränken und die ambitionierten Ziele für den Stromsektor der Bundesregierung möglichst kosteneffizient zu erreichen. Als Flexibilitätsoptionen stehen neben dem Ausbau von Stromnetzen, der Speicherung von Energie, dem gezielten Lastmanagement auch flexible regenerative Energieerzeuger zur Verfügung.

Insbesondere Biogasanlagen, die das produzierte Biogas bzw. die Biomasse zwischenspeichern und bedarfsorientiert verstromen können, haben hier ihre technische Eignung in den letzten Jahren beweisen können. Aktuell ist schon rund ein Drittel der in Deutschland installierten Biogasanlagenleistung technisch in der Lage, den Strom in Bedarfszeiten zu verlagern (Klobasa et al. 2017). Wird heute durch die Anlagen – den aktuellen Marktanreizen entsprechend – noch überwiegend die Flexibilität einer bis zu 16 Stunden möglichen Verstromungspause pro Tag angeboten, so zeigen die Ergebnisse der Systemanalyse einer zukünftigen, auf hohen Anteilen EE basierenden Stromversorgung durchaus die Notwendigkeit eines Stromverlagerungspotenzials von bis zu mehreren Tagen (Hahn et al. 2014a, Holzhammer 2015).

Basieren aktuelle Ansätze eines flexiblen Biogasbetriebs noch auf der vorübergehenden Speicherung des erzeugten Biogases am Ort der Anlage, so ist die Flexibilität des Einspeisebetriebes im Wesentlichen von der Größe des Gasspeichers und der Reaktionsgeschwindigkeit der installierten Verstromungsaggregate abhängig. Kapazitätserweiterungen der Gasspeicherung vor Ort sind jedoch aus kosten-, sicherheitstechnischen und genehmigungsrechtlichen Gründen nur eingeschränkt möglich. Eine Verlagerung des Stromerzeugungspotenzials über mehrere Tage ist dadurch ohne die Überwindung von aufwendigen genehmigungsrechtlichen Hürden an vielen Anlagen nicht möglich.

Bei genauer Betrachtung der Anlagentechnik und der Prozessbiologie bieten jedoch auch Bestandsbiogasanlagen die Möglichkeit, mit geringer oder gänzlich ohne Modifikationen der Anlagentechnik bedarfsorientiert elektrische Energie bereitzustellen. Eine Ausnahme stellt hier die Gasstrecke und das Verstromungsaggregat dar. Durch eine bedarfsorientierte Dynamisierung des biologischen Gasbildungsprozesses kann die zeitliche Flexibilität der elektrischen Energieerzeugung noch deutlich über die begrenzten Kapazitäten der Gasspeicherung erweitert werden und eine insgesamt höhere Flexibilität bewirken. Dies wird z. B. in Starkwindzeiten oder bei Windflauten in Zukunft erforderlich sein. Allerdings war in der Vergangenheit die Maximierung der Anlagenauslastung durch eine möglichst kontinuierliche, stabile Biogasproduktion das Ziel von Forschung und Praxis. Die Möglichkeit, die Biogasproduktion durch ein gezieltes Fütterungsmanagement bedarfsorientiert zu beeinflussen und damit die erforderlichen Gasspeicherkapazitäten zu minimieren, ist Gegenstand jüngster Forschungsvorhaben (Mauky et al. 2015 und 2017, Ganagin et al. 2014, Hahn et al. 2014b,c). Denn Störungen des biologischen Prozesses und damit einen betrieblichen Ausfall von Biogasanlagen gilt es unbedingt zu vermeiden.

Die folgenden Ausführungen beschreiben die Zwischenergebnisse eines Forschungsvorhabens, das sich zur Aufgabe gemacht hat, die Möglichkeiten der bedarfsorientierten, dynamischen Biogasproduktion, ohne aufwändige Modifikation der Anlagentechnik, an einer großtechnischen Forschungsbiogasanlage am Versuchsstandort des HBFZ (Hessisches Biogasforschungszentrum – eine Kooperation von dem Landesbetrieb Landwirtschaft Hessen (LLH), dem Landesbetrieb Hessisches Landeslabor (LHL) und Fraunhofer IWES) zu untersuchen und dabei von der Ausweitung des eingesetzten Substratspektrums zu profitieren (Abb. 1).



Abb. 1: Großtechnische Forschungsbiogasanlage des Fraunhofer IWES und die Mutterbiogasanlage des LLH am Eichhof in Bad Hersfeld (© Fraunhofer IWES)

2 Methodik

Die Versuche zur flexiblen Gasproduktion werden an einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit 360-m^3 -Faulraumvolumen durchgeführt (Abb. 1). Die Fütterung im ersten Versuchszeitraum bestand aus Rinderfestmist, Zuckerrüben, Mais und Rindergülle. Die Substrateigenschaften, -zusammensetzung und gefütterten Mengen sind in Tabelle 1 aufgeführt. Die Verweilzeit im betrachteten Versuchszeitraum betrug circa 60 Tage bei einer Raumbelastung von $3,3\text{ kg oTM}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$.

Tab. 1: Substrateigenschaften, -zusammensetzung und gefütterte Mengen im betrachteten Zeitraum (1 Woche)

Substrat	Menge pro Woche in t FM	TM-Gehalt in % von FM	oTM in % von TM	Zusammensetzung in % von FM
Zuckerrübe/ Festmist	10,7	25,2	70	34
Mais	14,3	41,7	96	43
Gülle	7,5	6,3	70	23

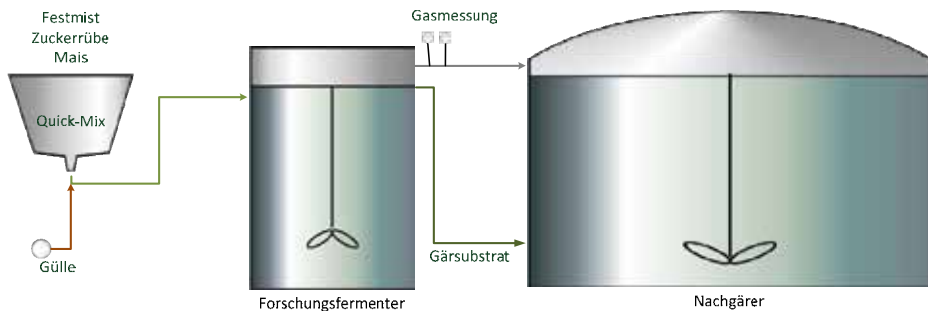


Abb. 2: Schematischer Überblick über den großtechnischen Versuchsaufbau

Ein Überblick über den Aufbau der Forschungsbiogasanlage gibt Abbildung 2. Zur Gasmessung werden zwei Gasmessvorrichtungen betrieben, bedingt durch die feste Behälterdecke des Gärbehälters und einer Gasstrecke, in die noch eine zweite Biogasanlage kontinuierlich Gas einbringt, sowie dem atmenden Gasspeicher. Das erste Messgerät basiert auf einer Durchflussmessung mit Wirbelzähler und wird für die Messung von Volumenströmen bis $50 \text{ m}^3/\text{h}$ eingesetzt. Das zweite Messgerät misst mit einer Messblende (nach dem Bernoulli-Verfahren ausgestattet) und wird bei Volumenströmen über $50 \text{ m}^3/\text{h}$ parallel geschaltet, um eine Öffnung des installierten Überdruckventils zu vermeiden.

Ziel der Versuche ist es, einen Großteil der Gasproduktion in Zeiten mit Gasbedarf zu legen. In dem Vorhaben wurden die Gasbedarfszeiten fiktiv auf 8 h/d, von Montag bis Freitag, sowie einer Verstromungspause übers Wochenende festgelegt.

3 Ergebnisse

Abbildung 3 zeigt exemplarisch die Auswertung der flexiblen Gasproduktion einer Versuchswoche mit dem oben aufgeführten Substratgemisch. Die Gasproduktion konnte von circa $20 \text{ m}^3/\text{h}$ am Sonntag, ohne Gasbedarf zur Verstromung, auf circa $70 \text{ m}^3/\text{h}$ (Gasproduktion am Montag) variiert werden. Mit dem Ziel, entsprechend der oben beschriebenen erwünschten hohen Flexibilität, die benötigte effektive Gasspeicherkapazität zu minimieren, wurde die Gasproduktion von Montag bis Samstag sukzessive reduziert. Verglichen mit einer über den Wochenverlauf kontinuierlichen Gasproduktion (ebenfalls abgebildet) konnten rund 500 m^3 (entspricht circa 30 % des effektiv nutzbaren Gasspeichervolumens) eingespart werden.

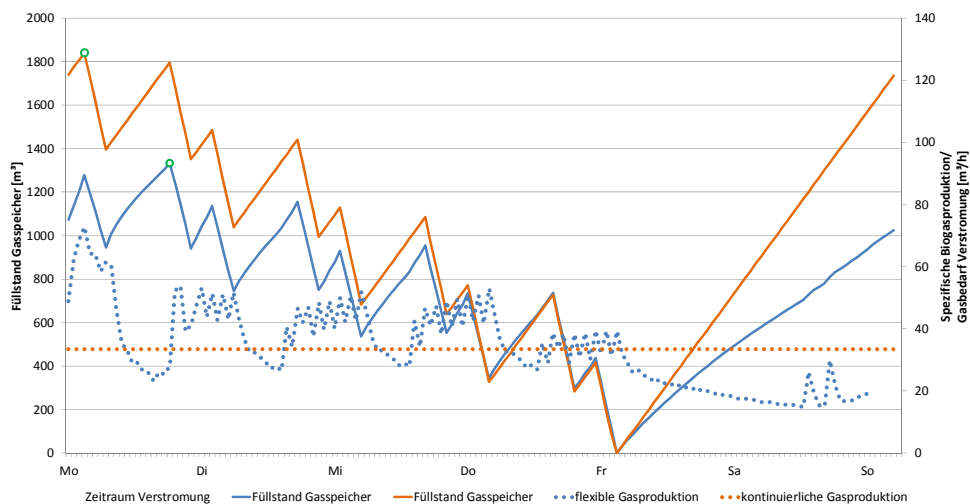


Abb. 3: Vergleich von flexibler Gasproduktion und kontinuierlicher Gasproduktion und dem benötigten Gasspeicherbedarf

4 Zusammenfassung

Bei den in diesem Bericht dargestellten Ergebnissen handelt es sich um Zwischenergebnisse eines aktuell laufenden Forschungsvorhabens mit Demonstrationscharakter. Eine ausführliche Auswertung der Ergebnisse, mit Beachtung deren ökonomischer Relevanz auf den Anlagenbetrieb sowie deren Reproduzierbarkeit, befindet sich aktuell noch in Bearbeitung (Stand: Anfang Juli 2017).

Bei Betrachtung der Ergebnisse kann jedoch geschlossen werden, dass die Gasproduktion an Bestandsanlagen in relevantem Umfang flexibilisiert und damit erforderliche Gasspeicherkapazitäten eingespart bzw. die Flexibilität der Anlagen insgesamt erhöht werden kann. Hiermit können die im Projekt gewonnenen Ergebnisse zur flexiblen Gasproduktion aus dem Labor sowie die von Mauky et al. 2015 und 2017 bestätigt werden.

Die Erfahrung aus der praktischen Versuchsdurchführung zeigen, dass eine flexible Gasproduktion an Bestandsanlagen höhere Anforderungen an die Gastrecke und -messtechnik stellt als dies bei kontinuierlichem Betrieb erforderlich ist. Auch gilt es dem Substratmanagement, z. B. der Lagerung, Reinigung und Verfügbarkeit von Zuckerrüben bzw. der Einbringung des Festmists, erhöhte Aufmerksamkeit zu schenken.

Literatur

- AGEE-Stat (2017): Anonymus in Erneuerbare Energien in Zahlen. <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#text-part-1>, Zugriff am 17.7.2017
- Brunberg, E.; Wallenbeck, A.; Keeling, L. J. (2011): Tail biting in fattening pigs: Associations between frequency of tail biting and other abnormal behaviours. *Applied Animal Behaviour Science* 133, pp. 18–25
- Ganagin et al. (2014): Flexible Biogasproduktion durch technische und prozessbiologische Verfahrensanpassung. Biogas Innovationskongress, Osnabrück 2014
- Hahn et al. (2014a): Kurzstudie zum Thema Effekte des Ausgleichs von Stromdefiziten durch Biogasanlagen. [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_IWES-Studie/\\$file/14-04-30_IWES-Studie.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_IWES-Studie/$file/14-04-30_IWES-Studie.pdf), Zugriff am 17.7.2017
- Hahn et al. (2014b): Review of concepts for a demand-driven biogas supply for balancing power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29, pp. 383–393
- Hahn et al. (2014c): Cost analysis of concepts for a demand oriented biogas supply for flexible power generation. *Bioresource Technology* 170 pp. 2011–20
- Holzhammer (2015): Biogas in einer zukünftigen Energieversorgungsstruktur mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien. Dissertation, Michael Nelles (Hrsg.)
- Klobasa et al. (2017): Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien – Quartalsbericht (03/2017). http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-direktvermarktung-strom-ee-quartalsbericht-03-2017.pdf?__blob=publicationFile&t=2, Zugriff am 17.7.2017
- Mauky et al. (2015): Flexible biogas production for demand-driven energy supply – Feeding strategies and types of substrates. *Bioresource Technology*
- Mauky et al. (2017): Demand-driven biogas production by flexible feeding in full-scale – Process stability and flexibility potentials. *Anaerobe* 2017, In Press

Danksagung

Das Forschungsvorhaben „Upgrading von Bestandsbiogasanlagen hin zu flexiblen Energieerzeugern durch eine bedarfsorientierte Dynamisierung der Biogasproduktion – UBEDB“ (FKZ: 22401614) wird durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) im Auftrag des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) gefördert. Die Autoren und Forschungsnehmer danken dem Fördergeber sowie allen Forschungs- und Kooperationspartnern sowie Substratlieferanten für die vertrauensvolle Zusammenarbeit.

Regelbare Biogaserzeugung (ReBi) – flexible Gasproduktion mit schwer vergärbaren Substraten

ACHIM LOEWEN, HEINER BROOKMAN, WALDEMAR GANAGIN

1 Einleitung

Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien führt durch nicht steuerbare Quellen, wie insbesondere Wind und Sonne, zu zunehmenden Schwankungen in der Verfügbarkeit von Strom. Eine Möglichkeit, die Differenzen zwischen Stromverfügbarkeit und Strombedarf auszugleichen, ist die Flexibilisierung von Biogasanlagen. Bei hoher Stromverfügbarkeit wird die Biogas-Stromerzeugung gedrosselt, bei Strommangel gesteigert.

In den kommenden Jahren endet für die ersten Biogasanlagen die Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Zukunftsfähige Konzepte sind notwendig, damit auch anschließend eine Perspektive für einen ökonomischen Betrieb gegeben ist. Die Flexibilisierung der Biogasanlagen kann dabei eine besondere Chance darstellen (Hahn et al. 2014). Ideal wäre zudem eine Kombination der Flexibilität mit dem Einsatz von Reststoffen, um so die Nachhaltigkeit zu erhöhen, den Flächenbedarf zu reduzieren und möglichst auch die Substratkosten zu senken.

Verschiedene Flexibilisierungskonzepte – mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen – werden erprobt und weiterentwickelt. Im Folgenden wird das ReBi-Konzept vorgestellt, dessen Grundlagen am Fachgebiet Nachhaltige Energie- und Umwelttechnik NEUTec der HAWK in Göttingen gelegt wurden und das in Kooperation mit dem Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES weiterentwickelt wurde und wird. Die Nachrüstung mittels des ReBi-Konzepts erfordert für Bestandsanlagen zwar umfangreichere Investitionen, ermöglicht aber eine deutliche Flexibilisierung hin zur Hochflexibilität. Das bedeutet, dass die Biogas- bzw. letztlich die Stromerzeugung auch um mehrere Tage verschoben werden und dann gezielt und mit hoher Intensität Biogas bzw. Strom produziert werden kann. Unter der Voraussetzung, dass ein signifikanter Anteil der bestehenden Biogasanlagen entsprechend umgebaut wird, lässt sich auch in sogenannten Dunkelflauten – Phasen von über einer Woche mit geringer Windintensität und geringer Sonneneinstrahlung – ein bedeutender Teil des benötigten Stroms bereitstellen (Hahn et al. 2014).

Im von der FNR geförderten Projekt ReBi 1.0 (FKZ 22402612; 9/2012 bis 12/2013; Projektleitung Fraunhofer IWES; Versuche und Teilprojekt an der HAWK Göttingen) wurde das Verfahren mit dem gängigsten Substrat – Maissilage – etabliert, untersucht und optimiert (Hahn 2015, Ganagin et al. 2014). Im Projekt ReBi 2.0 (FNR-FKZ 22401815; 11/2015 bis 12/2017) wird das Potenzial eines Upscalings auf den Praxismaßstab bewertet. Dazu errichtet und betreibt das Fraunhofer IWES eine Pilotanlage und an der HAWK in Göttingen wird die Nutzbarkeit des Reststoffs Stroh in der ReBi-Technikumsanlage untersucht. Da das ReBi-Konzept eine separate Hydrolysestufe beinhaltet, werden beim Einsatz von schwer zugänglichen Reststoffen Synergieeffekte durch die Aufschlusswirkung der Hydrolyse erwartet. Es wird untersucht, welcher Anteil des Gaspotenzials des Strohs hochflexibel nutzbar ist und wie dieser Anteil gesteigert werden kann.

2 Flexibilisierungsoptionen

Flexibilisierungsmöglichkeiten von Biogasanlagen werden in verschiedenen Projekten untersucht (Projekte ReBi 2.0, UBEDB, OptFlex Biogas usw.) bzw. wurden z.T. bereits in die Praxis umgesetzt. Vereinfacht lassen sich die Flexibilisierungsmöglichkeiten in drei Kategorien einteilen. Alle Konzepte benötigen dabei eine ausreichende Überbauung der BHKW-Kapazitäten, um von der Grundlast in den flexiblen Betrieb zu wechseln:

1. Erweiterung des Gasspeichers
2. Fütterungsmanagement
3. Bedarfsgerechte Biogaserzeugung im Festbettreaktor (ReBi-Konzept)

Die drei Ansätze haben jeweils Vor- und Nachteile. Die Erweiterung des Gasspeichers (Ansatz 1) ist vergleichsweise preiswert möglich, erlaubt in der Regel aber nur eine begrenzte Flexibilisierung mit einer Verschiebung der Verstromung um maximal etwa einen halben bis einen Tag. Hochpreisphasen an der Strombörse können so nur begrenzt ausgenutzt werden. Ein Vorteil ist, dass die Prozessbiologie nicht beeinflusst wird, sodass kein zusätzliches Risiko von teuren Prozessstörungen entsteht.

Ansatz 2 ermöglicht eine stärkere Flexibilisierung, indem auch die Gaserzeugung durch angepasste Fütterungsintensitäten und -zeiten beeinflusst wird. Schwankungen im Stromangebot – und damit im Strompreis – können besser ausgenutzt werden als bei Ansatz 1. Limitiert wird der Ansatz durch die Prozessbiologie, die stärker belastet wird und schneller durch zu hohe Fütterungsmengen Störungen erleiden kann. Entscheidend für das Flexibilisierungspotenzial sind der Aufbau der umzurüstenden Anlage und die verfügbaren Substrate. Das Investitionsvolumen für die notwendigen Umrüstungen bewegt sich im mittleren Bereich.

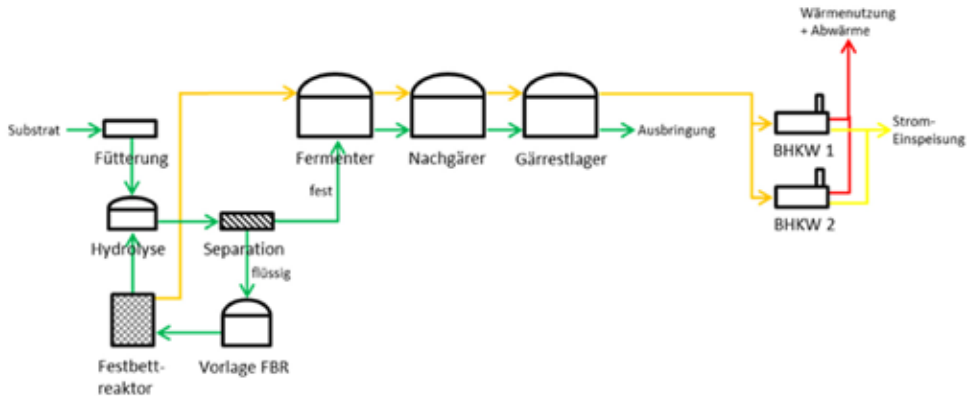


Abb. 1: Klassisches Biogasanlagenkonzept mit Erweiterungen für ReBi-Ansatz (Hydrolyse, Separation, Vorlage Festbettreaktor (FBR), Festbettreaktor) sowie mit BHKW-Überbau

Der Ansatz 3 – das ReBi-Konzept (Abb. 1) – erfordert die höchsten Investitionen, erlaubt aber auch die höchste Flexibilität. Zentral ist ein Festbettreaktor, in dem die Mikroorganismen in Biofilmen an Oberflächen gebunden sind, durch diese Immobilisierung in höherer Konzentration vorliegen als in volldurchmischten Reaktoren und nicht mit dem Gärrest ausgetragen werden. Dadurch sind hohe Raumbelastungen von bis zu $10 \text{ kg oTS}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$ bei zugleich kurzer Verweilzeit möglich. Die Reproduktionszeit der Mikroorganismen stellt keinen beschränkenden Faktor mehr dar. Die Gasproduktion kann sehr flexibel gesteuert werden und die Mikroorganismen liegen zudem im Biofilm geschützt vor, sodass sie robuster gegen Störungen und Überlastungen sind. In der Praxis bedeutet dies, dass über längere Zeiträume – von z. B. mehr als eine Woche – durchgehend stabil Biogas in großer Menge erzeugt werden kann. Anschließend kann die Gasproduktion – bei Bedarf – innerhalb kurzer Zeit auf ein Minimum reduziert werden.

3 ReBi-Konzept im Technikums-, Pilot- und Praxismaßstab

In Abbildung 1 ist das ReBi-Konzept schematisch dargestellt, welches gegenüber einer konventionellen Biogasanlage zusätzliche Investitionen erfordert. Zentrale Komponente ist der Festbettreaktor mit seinen speziellen Eigenschaften, welche die flexible Biogaserzeugung ermöglichen. Für die Bereitstellung eines flüssigen Substrats und den flexiblen Betrieb werden die Hydrolysestufe und der Separator sowie eine Vorlage zur Zwischenspeicherung benötigt. Weitere Voraussetzungen sind zudem ein ausreichender Überbau der BHKW-Kapazitäten und eine Anpassung der Anlagensteuerung. Die Umsetzung des flexiblen Betriebs muss dann gemäß den Vorgaben durch den Strommarkt erfolgen, in der Regel wird hierbei ein Vermarkter eingebunden.

ReBi 1.0 – Technikumsanlage an der HAWK

Für den Festbettreaktor ist ein flüssiges Substrat notwendig. In der Projektlaufzeit von „ReBi 1.0“ wurde Maissilage, in der Praxis das gängigste Substrat, eingesetzt und in einer Hydrolysestufe voraufgeschlossen. Mit einem Separator wurden anschließend eine flüssige und eine feste Phase voneinander getrennt, wobei 2/3 des Gaspotenzials in der flüssigen Phase, dem Hydrolysat, vorliegen. Aufgrund des niedrigen pH-Werts des flüssigen Hydrolysats ist die Methanogenese gehemmt, sodass das Material längerfristig stabil lagerbar ist. Das Gaspotenzial der festen Phase (1/3 des Gaspotenzials des Inputs) wird in einem volldurchmischten Fermenter erschlossen und kann ggf. durch Nutzung eines Gasspeichers in begrenztem Umfang flexibel genutzt werden. Die flüssige Phase kann dagegen im Festbettreaktor hochflexibel genutzt werden. Der Aufbau der Technikumsanlage ist in Abbildung 2 zu sehen.



Abb. 2: ReBi-Technikumsanlage der HAWK Göttingen am Fachgebiet NEUTec

ReBi 2.0 – Pilotanlage des Fraunhofer IWES am Standort Bad Hersfeld und Einsatz schwer vergärbarer Substrate in der Technikumsanlage der HAWK

Im Projekt ReBi 2.0 wird in Bad Hersfeld am Versuchsstandort des Fraunhofer IWES, welches auch die Gesamtprojektleitung innehat, eine ReBi-Pilotanlage errichtet und erprobt. Die Leistung beträgt in Grundlast 40 kW_{el} bzw. im flexiblen Betrieb 120 kW_{el} .

Im Teilprojekt der HAWK Göttingen wird zudem die Nutzbarkeit von Reststoffen in der ReBi-Technikumsanlage (leicht modifizierte Anlage aus Projekt ReBi 1.0) am Beispiel

Stroh untersucht. In Deutschland und weltweit werden große Mengen an Stroh bisher nicht genutzt, obwohl das nachhaltig nutzbare Potenzial allein in Deutschland mit 8 bis 13 Mio. t/a bewertet wird. Dies entspricht, orientiert an Literaturwerten für den Biogasertrag, einer elektrischen Leistung von rund 1 GW_{el}. Wesentliche Herausforderung bei der Nutzung von Stroh in Biogasanlagen ist die schlechte Zugänglichkeit bestimmter Inhaltsstoffe. Dies führt dazu, dass ein deutlich geringerer Teil der organischen Trockensubstanz umgesetzt wird als bei leichter vergärbaren Substraten wie z. B. Maissilage. Da getrennte Hydrolysestufen den Abbau schwer zugänglicher Substratanteile unterstützen und eine solche Stufe Bestandteil des ReBi-Konzepts ist, wird bei NEUTec untersucht, ob in der ReBi-Anlage ein gegenüber konventionellen Biogasanlagen höherer Methanertrag erzielt werden kann. Entscheidend ist zudem, welcher Anteil des Gasertragspotenzials in der separierten flüssigen Phase vorliegt – also in der Phase, die für die hochflexible Stromerzeugung eingesetzt werden kann.

In Abbildung 3 und Tabelle 1 sind die Ergebnisse erster Versuche aufgeführt. Es werden spezifische, auf die organische Trockensubstanz bezogene Gaserträge für Mais und für Stroh bzw. für die flüssigen und festen Phasen nach Aufschluss in der Hydrolyse dargestellt. Die Erträge für Maissilage und für die flüssige Phase bei Einsatz von Stroh wurden selbst ermittelt, zwei unterschiedliche Werte für das Gesamtgasertragspotenzial von Stroh aus der Literatur entnommen (KTBL 2013) und IKTS (Schwarz 2016). Die Gaserträge für Stroh sind grundsätzlich niedriger als die für Maissilage. Dies gilt insbesondere für den KTBL-Wert; hier werden mit 210 l CH₄/kg oTS nur 62 % des an der HAWK ermittelten Gasertrags von Maissilage erreicht. Am IKTS konnten mit 290 l CH₄/kg oTS dagegen 85 % realisiert werden.

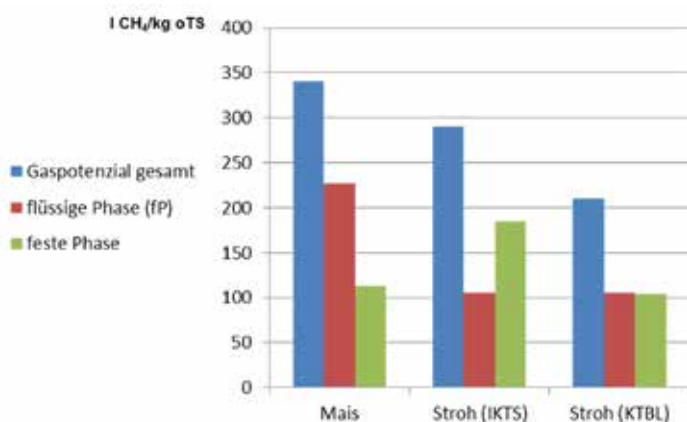


Abb. 3: Gesamtgasertragspotenziale von Mais (eigene Messung) und Stroh (Literaturwerte von IKTS und KTBL) sowie Gaserträge aus der flüssigen und aus der festen Phase

Der Anteil des Gasertrags aus der flüssigen Phase liegt bei Maissilage bei 66 % des Gesamtertrags (227 l CH₄/kg oTS von insgesamt 340 l CH₄/kg oTS). Für Stroh liegt dieser Anteil erwartungsgemäß niedriger und erreicht mit 106 l CH₄/kg oTS Werte zwischen 36 und 50 %, bezogen auf die Gesamtertragswerte von IKTS und KTBL. Die Erträge aus der festen Phase wurden für Stroh rechnerisch aus der Differenz zwischen Gesamtertragspotenzial und Gasertrag aus der flüssigen Phase bestimmt. Die Werte zeigen, dass es technisch möglich ist, einen nennenswerten Anteil des Gasertrags aus Stroh hochflexibel zu erzeugen. Um den Gasertrag aus Stroh und insbesondere den aus der flüssigen Phase noch zu erhöhen, werden im Rahmen des Projekts ReBi 2.0 weitere Ansätze zur Optimierung und zum Einsatz verschiedener Substratmischungen untersucht. Je höher dieser Anteil ist, desto wirtschaftlicher wird eine Umsetzung des Konzepts.

Tab. 1: Gaserträge der verschiedenen Substrate und Phasen (siehe Abb. 3) im Vergleich

Kriterium	Einheit	Mais	Stroh (IKTS)	Stroh (KTBL)
Gaspotenzial gesamt	l CH ₄ /kg oTS	340	290	210
Flüssige Phase (fP)	l CH ₄ /kg oTS	226,7	105,5	105,5
Feste Phase	l CH ₄ /kg oTS	113,3	184,5	104,5
Von Mais gesamt	%	100,0	85,3	61,8
In jeweiliger fP	%	66,7	36,4	50,2
Von fP Mais	%	100	46,5	46,5

ReBi 3.0 – Praxisanlage als nächster Schritt

Bei entsprechenden Ergebnissen aus ReBi 2.0 könnte in einem nächsten Schritt (ReBi 3.0) das ReBi-Konzept in eine bestehende Biogasanlage integriert und so im Praxismaßstab getestet und optimiert werden. Durch das sukzessive Auslaufen der EEG-Vergütung ändern sich die wirtschaftlichen Bedingungen für Biogasanlagen, sodass Investitionen in die Flexibilisierung sinnvoll bzw. notwendig sein können. Die vorhandenen Bedingungen einer Bestandsanlage sind bei der Planung der Nachrüstung zu beachten, um letztlich kostengünstige und wirtschaftlich tragfähige Gesamtkonzepte umzusetzen. Maßgeblich ist auch das geplante Ausmaß der Flexibilität. Je höher diese ist, desto höher sind auch die Investitionen – die sich aber durch entsprechende Mehrerträge an der Strombörse amortisieren können müssen.

4 Perspektiven für das ReBi-Konzept

Unklar ist, wie sich der Strommarkt in den kommenden Jahren entwickelt. Es werden zunehmende Preisausschläge erwartet. In Abbildungen 4 und 5 ist ein Einzelereignis aus dem Januar 2017 gezeigt, das während einer sogenannten Dunkelflaute auftrat. In Abbildung 4 erkennt man für den 16. bis 26.01.2017 eine sehr geringe Strombereitstellung aus Wind- und Sonnenenergie. Insbesondere konventionelle Kraftwerke springen ein, damit der Strombedarf zu dieser Zeit gedeckt werden kann. Strom aus Biomasse (Biogasanlagen und Biomassekraftwerke) deckt in dieser Phase zwar zuverlässig einen Teil der Grundlast. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist eine flexible Stromerzeugung durch Biomassekraftwerke – und hier insbesondere Biogasanlagen – jedoch sinnvoller, sofern die notwendigen Investitionskosten durch Mehrerträge gedeckt sind. Zusätzliche positive Effekte, wie z. B. die Einsparung von vorzuhaltenden Reservekraftwerken, sind ebenfalls zu berücksichtigen. In Abbildung 5 ist der Strompreis an der Strombörse während dieser Dunkelflaute dargestellt. Derzeit liegt der Preis meist bei circa 20 bis 40 €/MWh; in der Flaute werden aber bis 160 €/MWh erreicht, wenn auch nur kurzzeitig.

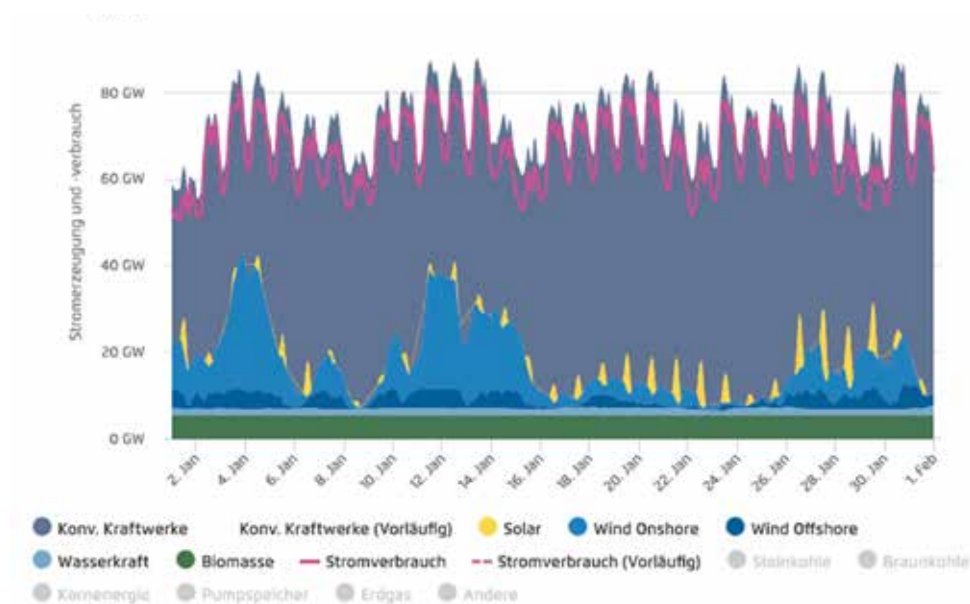


Abb. 4: Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland im Januar 2017; vom 16.01. bis 26.01. trat eine sogenannte Dunkelflaute auf (Agora Energiewende 2017a)

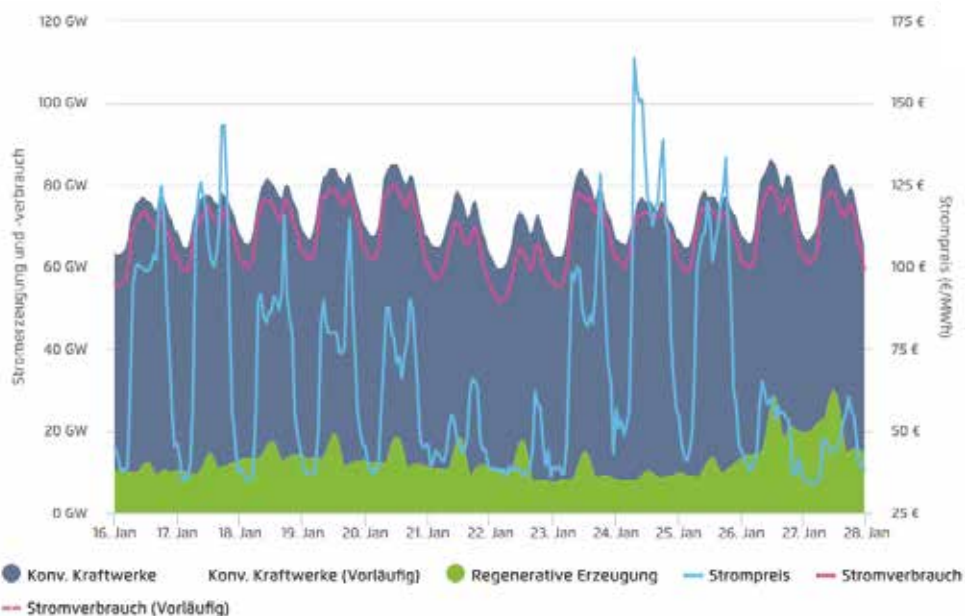


Abb. 5: Stromerzeugung und Strompreis während der Dunkelflaute vom 16.01. bis 26.01.2017 (Agora Energiewende 2017b)

Die zukünftige Höhe, Dauer und Häufigkeit dieser Ausschläge ist schwer prognostizierbar. Auch ist unklar, ab wann die Preisausschläge soweit zunehmen, dass sich Investitionen in die Flexibilität bzw. Hochflexibilität von Biogasanlagen lohnen. Zur Amortisation der Investitionskosten für die Nachrüstung des ReBi-Konzepts ist eine Mindestanzahl an Jahresstunden notwendig, in der die Anlage laufen muss – bei ausreichender Stromvergütung. Kritisch ist, dass ab etwa 2025 zunehmend Biogasanlagen aus der EEG-Vergütung fallen, aber erst ab circa 2030 mit starken und häufigeren Preisausschlägen an der Strombörse gerechnet wird. Dies könnte den Effekt haben, dass Biogasanlagen, die in den kommenden Jahren stillgelegt werden, wenige Jahre später benötigt werden, um die notwendige Flexibilität bei gleichzeitiger Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten.

5 Zusammenfassung

Durch die Nachrüstung des ReBi-Konzepts können Biogasanlagen so umgerüstet werden, dass sie hochflexibel Strom liefern können. Durch Produktion und Verkauf von Strom in hochpreisigen Phasen können künftig Mehreinnahmen erzielt und Biogasanlagen auch nach Auslaufen der EEG-Förderung konkurrenzfähig bleiben. Die umzurüstenden Be-

standsanlagen sind dabei individuell zu bewerten (Ausgangslage, Substrate, Verfahrenstechnik usw.), um die ökonomischste Variante auszuwählen. Eine Kombination mehrerer Flexibilisierungsmöglichkeiten und ein sukzessiver Ausbau der Flexibilitätsintensität („hochflexibel“) sind dabei zu prüfen.

Reststoffe, wie z.B. Stroh, bieten ein großes, ungenutztes Potenzial. In ReBi 2.0 konnte im Rahmen von Technikumsversuchen gezeigt werden, dass diese Ressource sich ebenfalls für eine flexible Stromerzeugung eignet. Der hochflexibel nutzbare Anteil ist geringer als bei Maissilage, jedoch ist die Nachhaltigkeit deutlich höher zu bewerten.

Literatur

- Agora Energiewende (2017a): Agorameter: Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland im Januar 2017. <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/>, Zugriff am 09.02.2017
- Agora Energiewende (2017b): Agorameter: Strompreis, Stromerzeugung und Stromverbrauch in Deutschland im Januar 2017. <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/>, Zugriff am 09.02.2017
- Ganagin, W.; Loewe, K.; Loewen, A. (2014): Schlussbericht zum Verbundvorhaben: Regelung der Gasproduktion von Biogasanlagen (ReBi); Teilvorhaben 2: Versuchsdurchführung und Auswertung, Göttingen
- Hahn, H.; Holzhammer, U.; Gerhardt, N.; Kirchner, D.; Krautkremer, B. (2014): Kurzstudie zum Thema Effekte des Ausgleichs von Stromdefiziten durch Biogasanlagen – Zusammenfassung aktueller Forschungsergebnisse, Kassel
- Hahn (2015): Verbundvorhaben: Regelung der Gasproduktion von Biogasanlagen (ReBi); Teilvorhaben 1: Verfahrenstechnische und energiewirtschaftliche Analyse und Bewertung, Kassel
- KTBL (2013): Faustzahlen Biogas, Hrsg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt, 3. Auflage
- Schwarz; B. (2016): Stroh – Strohpellets – Biogaspellets – Alternative Möglichkeiten zur verbesserten Biomethanproduktion, Vortrag auf dem Spreu Stroh Innovationsforum, 14.3.2016, Leipzig

Danksagung

Wir danken der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. als Projektträger des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft für die Finanzierung unserer Untersuchungen.

Direktvermarktung von Biogasstrom – ein Bericht aus der Praxis

MANFRED GEGNER

1 Strukturen und Stand der Direktvermarktung

Die Struktur der Landwirtschaft in Brandenburg ist durch das Bauernlegen im Mittelalter und durch die schlechten Böden bestimmt und damit durch große landwirtschaftliche Betriebe gekennzeichnet. In der DDR-Zeit entstanden landwirtschaftliche Produktionsgenossenschaften und in den letzten Jahren auch noch Konzernstrukturen. Bei Biogas sind 250 Anlagen (50 %) „landwirtschaftliche“ Biogasanlagen mit einer durchschnittlichen installierten Leistung von 440 kW entstanden, die anderen 250 sind „fondsfinanzierte“ Anlagen (840 kW) mit durchschnittlich je 5 Anlagen je „Betreiberorganisation“. Letztere benötigen aufgrund ihres Substrateinsatzes rund 80 % des Maisanbaues in Brandenburg für Biogas. Gesamt sind rund 330 MW installierte Leistung vorhanden.

Von den 250 landwirtschaftlichen Anlagen sind zurzeit 159 (64 %) in der Stromvermarktung (Energy2market, NEXT, Avacon, e.dis, WEMAG, GDGE, Stadtwerke ...). 91 Anlagen (36 %) sind es noch nicht.

Die weiteren Detailbetrachtungen beziehen sich auf die von mir geworbenen und betreuten Betriebe in der Stromvermarktung mit der Energy2market GmbH in Leipzig auf Basis einer Koordinierungsvereinbarung.

2014 waren in der Brandenburg-Gruppe 56 Anlagen. Vier Anlagen gingen inzwischen in die Insolvenz. Sechs Anlagen schafften den Einbau und Einbindung in die Anlagensteuerung nicht termingerecht entsprechend dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2014 und gingen wieder in die „normale“ EEG-Vergütung zurück.

Drei Anlagen haben dies nachgeholt, sodass es nun 49 Anlagen mit rund 30 MW sind.

Am Strommarkt werden die verschiedenen Möglichkeiten wie folgt genutzt:

- 49 Anlagen haben die Voraussetzungen des EEG 2014
 - 8 Anlagen sind noch nicht ansteuerbar zur Regelenergieerbringung (zu klein, Umbau der gesamten Steuerung noch in Arbeit, Neuanlagen)
- 41 Anlagen erbringen Leistungen zur negativen Sekundär- und Minutenregelleistung
 - 8 Anlagen erbringen positive Regelleistung
- 2 Anlagen fahren in der Primärregelleistung
- 3 Anlagen haben rund 50 % überbaut und fahren entsprechend in Hoch- und Niedrigtarifzeiten unterschiedlich. Diese Möglichkeit haben auch zwei der fünf höher überbauten Anlagen.

Bei sieben Anlagen kann der Vermarkter in das prognostizierte Produktionsprofil des Tages eingreifen und dies entsprechend den Markterfordernissen und den Absprachen aktuell verändern.

2 Praxisbeispiel für eine erfolgreiche Vermarktungsarbeit

Wegweisend in der Branche ist die Biogasanlage (BGA) Stoetze. Neben der Erbringung von Primärregelleistung (PRL) zur Frequenzhaltung stellt die BGA auch Blindleistung zur Spannungshaltung zur Verfügung. Möglich wurde dieses Leuchtturmprojekt durch eine bisher einmalige technische und rahmenrechtliche Zusammenarbeit zwischen dem BGA-Betreiber, dem Motorenhersteller GE Jenbacher, dem regionalen Netzbetreiber und der Genossenschaft Deutscher Grün-Energie Erzeuger (GDGE). Auch die Politik beobachtet dieses Projekt sehr aufmerksam.

Bereits seit zwei Jahren fährt die Biogasanlage der Bioenergie Stoetze flexibel. „Der Grund war, dass das Stromnetz hier im Nordosten Niedersachsens nur schwach ausgebaut ist und es durch die zahlreichen Windkraftanlagen zu Abschaltungen kam, weil das Netz voll war“, berichtet Betreiber Michael Borgard. Der engagierte Landwirt und Sprecher des Betreiberrates im Fachverband Biogas e.V. ist aber auch überzeugt davon, dass Biogas eine wichtige Aufgabe zu erfüllen hat: „Wir müssen zeigen, dass wir mehr können als Strom produzieren.“ Und dazu gehört neben der Teilnahme am Produkt HandelsFlex und der Erbringung von Primärregelleistung auch Blindleistung aus dem Netz zu ziehen, um die Spannung nahe bei 21,5 kV zu halten. Sonst ist das Stromnetz nicht stabil. Mit den alten Kraftwerken, die nach und nach vom Netz gehen, verschwindet auch die Regelleistung. Biogasanlagen können hier also zeigen, dass sie mit ihrer stabilisierenden Wirkung im Stromnetz einen wichtigen Beitrag zur Stabilität im Netz leisten können. „Volllast fahren ist out“, bringt es Borgard auf den Punkt (Borgard 2016).



• IBN:	2005
• Anlagen-Hersteller:	MT-Energie GmbH
• Bestand:	0,970 MW 2 x 0,300 MW Schnell-Motoren 1 x 0,370 MW 2G-MAN
• Zubau:	0,901 MW (seit 01/2016) 2G-Jenbacher
• Speicher:	3800 m ³
• Schnittstelle:	Kuhse-KNG + Flex-Kit
• Regelzone:	TenneT
• P Bemess:	0,930 MW
• Wärmesenke:	Nahwärmenetz Trocknung
• Saisonale Fahrweise:	ja
• Anlagenbetrieb:	HandelsFlex

Abb. 1: Bioenergie Stoetze GmbH & Co. KG – Anlagenprofil

Aktuelle Vermarktungsarten:

- Flexibilitätsprämie
- MRL + / MRL - (1,871 MW)
- SRL + / SRL - (1,871 MW)
- PRL + / PRL - (max. Flexband 362kW)
- Intra-Day- und Day-Aheadmarkt
 - Leistungsverschiebung
0,300 MW --- 12 h pro Tag an 5 Tagen die Woche
 - mit dem 0,300 MW-Motor
 - 12 h / Tag mit max. zwei Starts pro Tag

Abb. 2: Bioenergie Stoetze GmbH & Co. KG – Produkte

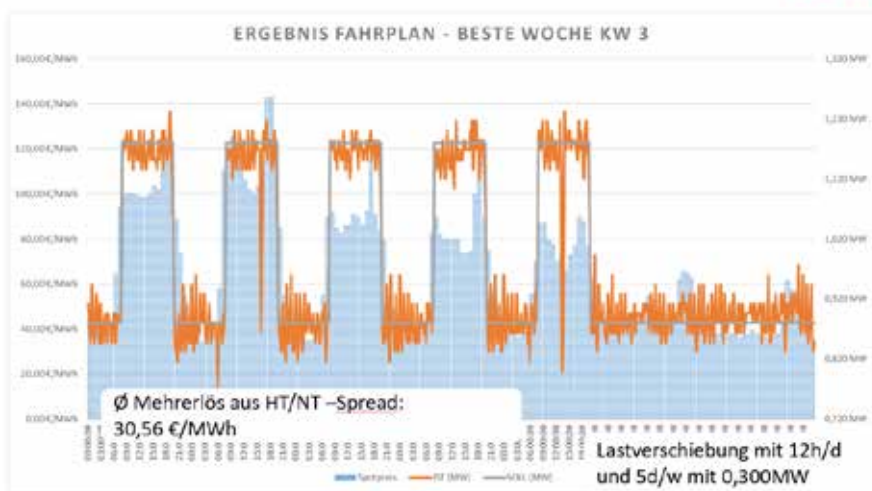
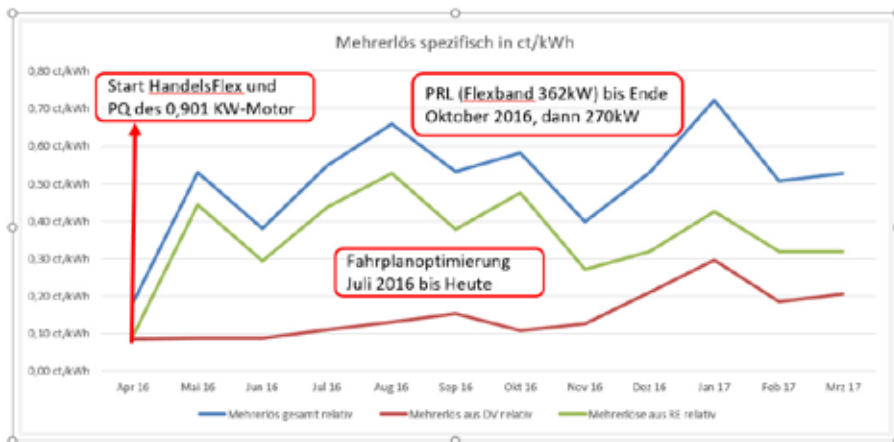


Abb. 3: Bioenergie Stoetze GmbH & Co. KG – Erlössituation 1



Erlössteigerung von Ø 0,18 ct/kWh (November 2015 bis April 2016) auf Ø 0,51 ct/kWh (Mai 2016 bis März 2017)

Abb. 4: Bioenergie Stoetze GmbH & Co. KG – Erlössituation 2

3 Ziele, Möglichkeiten und Hemmnisse

Was wir für die wirtschaftliche Weiterentwicklung der Biogasanlagen, für einen starken Beitrag der Vermarkter und der Anlagen, für Leistungen zur Energiewende und damit Akzeptanz bei der Politik und Bevölkerung brauchen, ist eine Flexibilisierung durch eine entsprechende Überbauung der Verstromungskapazität.

Welche Zielstellungen können damit abgedeckt werden?

- Sicherer Anlagenbetrieb und Absicherung der Erfüllung der Bemessungsleistung bei Ausfällen (Störungen, Ersatz, Reparaturen ...)
- Nutzung der zurzeit gut vergüteten positiven Sekundär- und Minutenregelleistung
- Nutzung der Primärregelleistung (gute Vergütung, gute Passfähigkeit in das Produktionsprofil)
- Nutzung der Hoch- und Niedrigtarifzeiten
- Saisonale Verschiebungen der gesamten Produktion oder Teilen davon
- Herstellung der Voraussetzungen für ein 2. Leben für weitere 10 Jahre über Ausschreibungen
- Nutzung der Flexprämie für mehr Leistungen jetzt und für Chancen in der Zukunft

Diese aufgeführten Möglichkeiten durch die Flexibilisierung (Überbauung) sind auch einleuchtend für die Landwirte in der Gruppe. Die Praxis der Landwirtschaft und der Tierproduktion als Basis und Substratlieferanten hält aber noch einige Schwierigkeiten bereit.

In meiner Arbeit frage ich ständig nach (und nun für den Vortrag, auch noch jetzt), wie und wann es bei den Betreibern weitergehen wird. Folgende Ergebnisse:

- Flexibilisierung erreicht durch $\geq 100\%$ Überbauung
5 Anlagen (10 %)
- Bei 4 von den 5 Anlagen wird der erhöhte Netzzugang verweigert (davon 1 x teilweise)
- Flexibilisierung in konkreter Bearbeitung bzw. schon Flex $\leq 100\%$
14 Anlagen (28 %)
- Interesse an Flexibilisierung bekundet
20 Anlagen (40 %)
- Keine Überbauung; Flexibilisierung durch Senkung Bemessungsleistung
7 Anlagen (14 %)
- Kein Interesse an der Flexibilisierung (Inhaberwechsel ...)
3 Anlagen (6 %)

Bei den 20 Anlagen mit Interesse, aber noch ohne Aktivitäten, gibt es 2 Gruppen von Problemen: Zwei Drittel geben betriebliche Schwierigkeiten an (Wechsel der Inhaber bzw. Geschäftsführer, ökonomische Probleme, andere lebenswichtige Maßnahmen haben Vorrang ...). Ein Drittel hält die Probleme beim Netzzugang und der Bundes-Immissionschutzverordnung (BImSchV) für noch nicht lösbar. Es gibt Bedenken zur Zuverlässigkeit der Energiepolitik und zur Ökonomie. Eine geringe Bedeutung hat (noch?) der Maisdeckel mit den < 50 % bei den Ausschreibungen zum zweiten Leben.

Für die Gruppe, die die Bemessungsleistung senken will, treffen ähnliche Gründe zu. Dazu kommen noch Platzprobleme in sensiblen Gebieten und die Sorge, einer neuen strengeren BImSchV als Betrieb oder Biogasanlage nicht genügen zu können.

Etwa 70 landwirtschaftliche Betriebe in Brandenburg denken noch über den Bau einer Biogasanlage nach, die nun sofort stromvermarktungsfähig und mindestens 100 % überbaut sein muss. Probleme des noch nicht Bauens sind bei den 44 mit Unterlagen Versorgten und Befragten ähnliche Gründe wie vorher beschrieben. Ein Standort wird durch die Abbaggerung bedroht.

4 Zusammenfassung

Die grundsätzlichen Möglichkeiten, Anforderungen und Auswirkungen des EEG 2017 sind Biogasanlagenbetreibern bekannt. In den nächsten 10–15 Monaten werden rund 40 % von ihnen eine mindestens doppelte Überbauung aufbauen und sich damit auch eine Chance für ein zweites Leben über die Ausschreibungen ermöglichen.

Die Leistungen für das Stromsystem und damit für mehr Einnahmen können erhöht werden durch eine exakte Fahrplaneinhaltung, durch mehr Variabilität bei der Regelenergie (Schaffung der Voraussetzungen für die positive Seite der Regelenergie und des Einsatzes der PRL) und durch eine engere Zusammenarbeit Stromvermarkter – Betreiber bis hin zur Übernahme des Fahrplanes durch den Vermarkter, um zielgenauer Strommengen zu liefern und auch auf kurzfristige Preisveränderungen reagieren zu können.

Literatur

Borgard, M (2016): Erfahrungen mit der Biogas-Flexibilisierung. Profi 10/2016, S. 76-79

Einsatz von strohartigen Biomassen in Biogasanlagen – Stand und Perspektiven

BJÖRN SCHWARZ, MONIKA FLESCHHUT, DIETRICH BAYE

1 Einleitung

Die Biogasbranche in Deutschland steht spätestens seit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2014 und nachfolgenden Novellierungen an einem Scheideweg. Aufgrund der stark rückläufigen EEG-Erlöse sowie einem zunehmenden Kostendruck besteht die reale Gefahr, dass es zukünftig einen Rückbau von intakten Biogasanlagen geben wird. Und dies, obwohl Biogasanlagen einen sehr wichtigen Beitrag zur Einhaltung der CO₂-Einsparziele leisten, indem sie sowohl selbst regenerativen Strom und Wärme bereitstellen als auch zur Integration der fluktuierenden Energiequellen (Sonne, Wind) maßgeblich beitragen.

Um auch zukünftig eine signifikante Rolle im Landwirtschaftssektor spielen zu können, sollten Biogasanlagen alle ihrer Fähigkeiten zur synergetischen Einbindung in verschiedene Stoff- und Energiekreisläufe ausnutzen. Dies beinhaltet neben der bedarfsgerechten Strom-, Wärme- und Kraftstofferzeugung vor allem auch die Behandlung von landwirtschaftlichen Reststoffen und die Aufbereitung bzw. Rückführung von Nährstoffen. Insbesondere die Ausnutzung des Energiepotenzials von Reststoffen stellt sowohl aus Kostengründen als auch im Sinne von Akzeptanz und Nachhaltigkeit eine wichtige Zukunftsoption für Biogasanlagen dar.

Das Fraunhofer IKTS in Dresden hat sich in mehreren Verbundprojekten intensiv mit der Vergärung von Getreidestroh und dem Aufschluss von Biomasse befasst. Für das Substrat Maisstroh hat die Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) seit 2013 systematische Feldtests/Feldversuche zur Bergung, Lagerung und Vergärung mit verschiedenen Praxispartnern durchgeführt. Ein wichtiger Partner für die Untersuchungen war dabei die Firma Geringhoff. Im aktuellen Beitrag möchten die beteiligten Forscher und Entwickler ihre Erfahrungen aus diesen Bereichen darstellen.

2 Motivation

2.1 Mengenpotenzial

Für deutsche Biogasanlagen wurde 2015 auf etwa 900.000 ha Ackerfläche Mais angebaut (FNR 2016). Dies entspricht einer Trockenmasse von etwa 13 Mio. t. Sollen davon zukünftig signifikante Anteile durch Reststoffe ersetzt werden, sind vor allem Stoffgruppen mit hohem Mengenpotenzial näher zu betrachten. **Getreidestroh** stellt innerhalb der Gruppe der biogenen Reststoffe die mit Abstand bedeutendste Fraktion dar (Brosowski et al. 2015). Weiser (2012) bezifferte das nachhaltig entnehmbare Potenzial an Getreidestroh in Deutschland mit 8 bis 13 Mio. t Frischmasse pro Jahr. Im Vergleich zum Energiemais stellt dies bereits ein signifikantes Niveau dar. Allerdings können diese Zahlen aufgrund von Nutzungskonkurrenzen oder Kreislaufführung von Gärresten noch nach unten oder oben verändert werden (siehe Kapitel 2.3).

Zusätzlich zum Getreidestroh fällt auf ca. 455.000 ha Anbaufläche für Körnermais der Reststoff Maisstroh an, welcher bisher keinerlei weitergehenden Nutzung unterworfen wird. Bezogen auf den Feststoff liegt das Mengenpotenzial je nach Ernteverfahren bei 2,3 bis 2,7 Mio. t pro Jahr. Im globalen Maßstab spielt Körnermais eine wesentlich größere Rolle mit etwa 175 Mio. ha Anbaufläche.

Einen ebenfalls bisher kaum erwähnten und nicht genutzten Reststoff stellt Spreu (auch Kaff genannt) dar, welcher seit Einführung moderner Mähdrescher bereits während der Ernte vom Korn getrennt wird und auf dem Feld verbleibt. Das theoretische Potenzial von Spreu wird von Rumpler (2016) mit ca. 10 Mio. t pro Jahr angegeben.

In Summe steht damit ein erhebliches Potenzial an strohartigen Reststoffen zur Verfügung, weshalb sich eine genauere Betrachtung als Einsatzstoff für Biogasanlagen lohnt.

2.2 Gaspotenzial und Gestehungskosten

Der Einsatz von alternativen Substraten in Biogasanlagen lohnt sich nur dann, wenn daraus ausreichend Biogas zu konkurrenzfähigen Kosten erzeugt werden kann. Während noch vor wenigen Jahren die Meinung vorherrschte, dass Stroh allenfalls geringe Methanerträge aufweisen dürfte, so ist mittlerweile bekannt, dass dem nicht so ist. Das Fraunhofer IKTS konnte bereits 2009 im kleintechnischen Maßstab (10 m³) einen stabilen Methanertrag von 270 NL/kg oTR für 7 Monate Monovergärung von zerkleinertem Getreidestroh nachweisen. Für Spreu liegt der Wert ähnlich hoch und damit etwa bei 70 % der spezifischen Gasausbeute von Maissilage. Noch höher liegt der durch die Bayerische LfL im Labormaßstab bestimmte Methanertrag für Maisstroh, welcher mit 320 NL/kg oTR in etwa 85 % des Ertrages von Maissilage entspricht. Bezogen auf Frischmasse liegt das Biogaspotenzial von Getreidestroh, aufgrund des niedrigen Wassergehaltes sogar deut-

lich höher als Maissilage, was für Transport und Lagerungsprozesse sowie für die Menge an entstehenden Gärresten von Bedeutung ist.

Der Anbau, die Ernte und die Lagerung von Maissilage kostet, umgerechnet auf den daraus produzierten Strom, etwa 10 ct/kWh. Stroh steht hingegen praktisch kostenlos zur Verfügung, da bereits durch den Verkauf von Körnern Geld verdient wurde. Dennoch ist für die Bergung und Lagerung ein gewisser Aufwand zu betreiben. Allein die Bergung von Getreidestroh (inklusive Ballenpressen und 5 km Transport) kann mit ca. 5 ct/kWh_{el} angesetzt werden. Der gleiche Betrag ist für das Handling von Maisstroh notwendig (inklusive Silierung) (Fleischhut und Strobl 2017). Damit liegen beide Rohstoffe zunächst deutlich günstiger als Silomais. Ein Zukauf von Strohballen in Konkurrenz zur anderen Nutzungsmöglichkeiten ist allerdings nicht empfehlenswert, da hierbei je nach Region deutlich höhere Preise verlangt werden. Stroh sollte demnach vor allem dort genutzt werden, wo ein echter Überschuss vorhanden ist oder eigene Bestände energetisch und stofflich (Gärrestrückführung) genutzt werden sollen.

2.3 Nährstoffe und Humusreproduktion

Der Erhalt der Bodenfruchtbarkeit als eine der wichtigsten landwirtschaftlichen Ressourcen ist bei allen Nutzungsstrategien zu berücksichtigen. Stroh gilt in der deutschen Landwirtschaft derzeit als wichtigster organischer Dünger zur Humusreproduktion (Reinhold 2008). Ein bestimmter Anteil des jährlich erzeugten Strohs wird aus diesem Grund auf dem Feld belassen bzw. untergepflügt. Zellulose- und Hemizelluloseanteile werden dabei durch Bodenorganismen zu CO₂ veratmet. Dieser Energiegehalt des Strohs geht somit verloren. Der von den Bodenorganismen gleichzeitig benötigte Stickstoff, welcher nicht in ausreichendem Maße vom Stroh zugeführt wird, wird dem Boden entzogen. Für nachfolgende Feldfrüchte (z. B. Winterraps, Wintergerste) muss ggf. eine Ausgleichsdüngung erfolgen (Sächsische LfL 2007), wenn Stroh auf dem Feld verbleibt (0,5 bis 1 kg N pro dt Stroh).

Alternativ könnte generell das gesamte Stroh vom Feld geborgen und mindestens der Anteil, welcher für eine ausreichende Humusreproduktion benötigt wird, in Biogasanlagen eingesetzt werden. Denn die Biogaserzeugung ist neben der Nutzung als Einstreu die einzige Variante, bei der Nährstoffe und Humusreproduktionspotenzial erhalten bleiben. Während der Vergärung werden nur Zellulose und Hemizellulose in Methan und damit in nutzbare Energie umgesetzt. Schwer abbaubare Kohlenstoffverbindungen, wie z.B. Lignin, bleiben erhalten und gelangen mit dem Gärrest zurück auf das Feld. Der fehlende Stickstoff beim Substratabbau wird bereits in der Biogasanlage durch Co-Substrate (z. B. Wirtschaftsdünger) ausgeglichen. Damit steht der Stickstoff auf dem Feld für die Nutzpflanzen voll zur Verfügung und Humus wird aus zurückgeführten Gärresten ebenfalls in sehr guter Qualität und Quantität gebildet. Dieser Effekt wurde bereits durch Szerencsits

et al. (2014) für die Vergärung von Zwischenfrüchten nachgewiesen, welche im vergorenen Zustand höhere Humusraten als ohne Vergärungsschritt bei einfachem Mulchen erzielten.

Die Integration der Biogasanlage in das Strohmanagement und die damit einhergehende Vergrößerung der vom Feld entnehmbaren Biomasse hat neben den positiven Effekten auf Boden und Nährstoffhaushalt noch weitere Vorteile. So wird zum einen die nachfolgende Bodenbearbeitung vereinfacht. Zum anderen werden mit dem Stroh (und Spreu) auch jede Menge an Unkrautsamen und Schädlingen vom Feld entfernt, wodurch chemische Wirkstoffe eingespart werden können. Prominentes Beispiel wäre der Maiszünsler, dessen Larven normalerweise im Stengel der Maispflanze überwintern. Mit Nutzung des Maisstrohs in der Biogasanlage wäre der Lebenszyklus dieses Schädlings durchbrochen.

3 Herausforderungen und Lösungen

3.1 Ernte und Logistik

Für **Getreidestroh** hat sich im Bereich der Ernte und Lagerung das Ballenverfahren etabliert. Technologien hierfür sind verfügbar. Jedoch ergibt sich bei der potenziellen Versorgung von größeren und/oder weiter entfernten Biogasanlagen ein Transportproblem durch den vergleichsweise geringen Flächenertrag von ca. 2 t pro ha und die geringe Transportwürdigkeit (auch in Ballenform). Während bei Maissilage der Transport von Wasser kritisiert wird, ist es beim Stroh die Luft in den Ballen, welche nutzlos transportiert werden muss. Eine Möglichkeit für die Verbesserung der Transportwürdigkeit besteht in der Kompaktierung des Strohs in Pelletform. Die dreifach erhöhte Schüttdichte gegenüber Ballen vergrößert den wirtschaftlichen Transportradius deutlich. Weitere Vorteile der Strohpelletierung speziell für die Vergärung werden in den folgenden Abschnitten dargelegt.

Ein neuartiger Ansatz für die Ernte von Stroh stellt das sogenannte SpreuStroh-Verfahren dar, welches maßgeblich durch Rümpler (2016) entwickelt wurde. Dabei werden mit einem vergleichsweise kleinen und leichten Kompakternter (ohne Dreschwerk) Korn, Stroh und Spreu gemeinsam geerntet und ohne Ablage auf dem Boden direkt als Gemisch zu dezentralen Aufbereitungsstellen transportiert. Dort werden die Fraktionen voneinander getrennt und gereinigt. Vorteile dieses Verfahrens sind u. a. Kostenreduktion bei der Bergung von Stroh, Erschließung des Rohstoffes Spreu, geringere Bodenverdichtung durch die Erntemaschine, Entfernung von Unkrautsamen und weniger Verunreinigungen durch Erdbestandteile. Am Standort der Aufbereitung (z. B. für SpreuStroh aus einem Umkreis von 5 km) könnte ohne weiteres eine Pelletieranlage integriert werden.



Abb. 1: Ernteverfahren: Maiskörner (vorn) und Maisstroh (hinten) (© D. Baye)

Da Maisstroh bisher in Deutschland kaum geerntet und genutzt wird, gehören passende Erntetechnologien nicht zum Stand der Technik. Neben anderen Pionieren auf diesem Gebiet (z. B. Fa. BioG aus Österreich) entwickelte die Fa. Geringhoff einen neuen Pflücker, welcher die Kolben erntet und das Stroh (inklusive Lieschen und Spindeln) im Schwad mittig unter der Erntemaschine ablegt. In einem zweiten Arbeitsschritt wird das Material vom Feldhäcksler aufgenommen, gehäckselt und (per Ladewagen) abtransportiert (Abb. 1). Die Bayerische LfL führte systematische Versuche zur Bergung von Maisstroh mit verschiedenen technischen Varianten durch. Dabei wurde ein Strohpotenzial von bis zu 11 t/ha TM ermittelt, wobei eine technische Bergung bis etwa 6 t/ha TM möglich ist.

3.2 Lagerung

Während die Lagerung für trockenes Getreidestroh in Ballen- oder Pelletform (3-fach geringerer Platzbedarf) außer einem trockenen Platz keine weiteren Voraussetzungen benötigt, bietet sich bei Maisstroh aufgrund des noch vorhandenen Wasseranteils die Silierung an. Die Bayerische LfL konnte anhand von systematischen Laborversuchen und einem Silierversuch im Praxismaßstab (Silotunnel) eine gute Silierfähigkeit für Maisstroh nachweisen, auch bei höheren Trockensubstanzgehalten (TS) bis 60 %. Allerdings war die Verdichtbarkeit im Silotunnel stark eingeschränkt und nur etwa halb so groß wie bei Silomais (Ostertag und Fleischhut 2016). Um einen Luftabschluss zu gewährleisten, empfiehlt sich eine Co-Silierung bzw. das Aufbringen einer „Deckschicht“ aus wasserreichen Substraten, wie z. B. Rübenblätter. Diese Methode wurde auch durch Larsen et al. (2017) für die Lagerung und den Voraufschluss von Getreidestroh getestet. Demnach erzeugt eine Mischung aus 75 % Rübenblatt mit 25 % Getreidestroh (31 % TS) mehr Biogas als ohne Co-Silierung.

Eine Mischsilage aus Körnermaisstroh und Zuckerrüben ist eine neue wirtschaftliche Alternative, da für die Zuckerrübe kein separater Lagerraum mit Sickersaftauffangbehälter erstellt werden muss. Erste Ergebnisse aus der Praxis zeigen, dass dieses neue Substrat die gleichen Methanerträge bringt wie reine Maissilage.

3.3 Vergärung in Nassfermentern

Substrate für herkömmliche Nassfermenter sollten möglichst schnell verfügbar und gut einmischbar sein sowie nicht zur Bildung von Verblockungen oder Schwimmschichten beitragen. Beim Einsatz von größeren Anteilen Maisstroh kann die Vorschaltung einer weitergehenden Zerkleinerungsstufe, wie beispielsweise ein Prallzerkleinerer, notwendig sein. Das Material ist vom Handling ähnlich einzuschätzen wie Grassilage.

Für das wesentlich trocknere Getreidestroh ist ein höherer Behandlungsaufwand einzukalkulieren. Zum einen sollte die Zugänglichkeit zu abbaubaren Substratanteilen im stabilen Ligno-Cellulose-Komplex verbessert werden, um die Abbaugeschwindigkeit und den Gasertrag zu erhöhen. Hierfür sind folgende Aufschlussverfahren als besonders effektiv zu bewerten:

1. Mechanische Zerkleinerung durch Prall (vorzugsweise Strohmühlen) → größere Oberflächen für Mikroorganismen
2. Thermische Behandlung (ab 150 °C) → Auflösen der Lignin-Strukturen
3. Chemischer Aufschluss → Auflösung von Schutzschichten

Zum anderen muss verhindert werden, dass das Stroh aufschwimmt. Bei einer Strohdichte von ca. 0,32 g/cm³ kann dies prinzipiell über drei Wege erfolgen:

1. Permanente Zerstörung von Schwimmschichten durch spezielle Rührsysteme (liegende Paddelrührsysteme, z.B. Fa. Rückert NatUrgas)
2. Wassersättigung durch Behandlung mit Wasserdampf oder in temperierten Anmischbehältern
3. Pelletierung des Strohs → Pelletdichte > 1 → kein Aufschwimmen

Der Ansatz der Strohpelletierung für Biogasanlagen wurde seitens des IKTS in einem vom BMWi geförderten Verbundprojekt (FKZ: 03KB081) entwickelt und untersucht. Dabei wurde neben der Zerkleinerung mittels Hammermühle gezielt Natronlauge eingesetzt, um das Stroh weiter aufzuschließen. Dieses Vorgehen wurde bereits in den 1970er-Jahren für die Herstellung von Futter aus Stroh angewendet und eine bessere Verdaulichkeit nachgewiesen. In Analogie zur verbesserten Verdaulichkeit im Tiermagen wurde das Verfahren nun auf die sogenannte „Betonkuh“ übertragen.

Im Ergebnis steht ein strohbasiertes Energiepellet, welches alle Anforderungen an Gärsubstrate erfüllt. Die Pellets sind sehr gut transportfähig, lagerstabil, leicht zu handeln, sehr gut anaerob abbaubar (bis 40 % mehr Biogas gegenüber unbehandeltem Stroh), schwimmen nicht auf und lösen sich innerhalb einer Stunde vollständig auf (Abb. 2). Ein Einsatz in herkömmlichen Biogasanlagen ist ohne weitere Behandlungsschritte vor Ort möglich.

Für den Fall einer geplanten Monovergärung von Getreide- oder Maisstroh ist zu berücksichtigen, dass ausreichend Stickstoff und Spurenelemente sowie Flüssigkeiten zugeführt werden. Hierfür eignen sich Wirtschaftsdünger und Prozesswässer aus der Gärrestbehandlung.



Abb. 2: Prinzip der Behandlung von Getreidestroh mithilfe der Pelletierung (© B. Schwarz)

4 Wirtschaftlichkeit

Mit den seitens der Bayerischen LfL ermittelten Vollkosten von 5 ct/kWh_{el} für Maisstroh frei Biogasanlage liegt dieser Rohstoff klar im wirtschaftlichen Bereich. Für die Installation und den Betrieb einer zusätzlichen Zerkleinerungsstufe muss mit weiteren Kosten von ca. 1 bis 2 ct pro produzierte kWh Strom gerechnet werden. Damit liegt der Betreiber immer noch deutlich unter den Vollkosten für Strom aus Silomais (10 ct/kWh). Daraus ergibt sich die klare Empfehlung, diesen Nutzungspfad weiterzuentwickeln und die Randbedingungen bzgl. Feldhygiene, Humusbilanz sowie Misch- und Rühraufwand im Fermenter weiter zu untersuchen. Insbesondere können Biogasanlagen mit räumlicher Nähe zur Körnermaisproduktion von diesem Einsatzmaterial profitieren.

Beim Einsatz von Getreidestroh sollte unterschieden werden in herkömmliche Fermenter und Fermenter mit speziellen Rührwerken, welche zerkleinertes Stroh auch ohne Anmischung und Pelletierung verarbeiten können (z.B. Fa. Rückert Naturgas). Für Letztere kann Stroh in Ballenform über maximal 50 km Entfernung noch wirtschaftlich antransportiert werden und vor Ort mittels Strohmühlen für die Vergärung aufbereitet werden. Für diese Nutzungsoption ist mit einem Stromgestehungspreis von etwa 8 ct/kWh allein für die Strohbereitstellung und -aufbereitung zu rechnen, was ebenfalls günstiger als bei Silomais ist.

Soll eine Großzahl der bestehenden landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit Stroh versorgt werden, wäre eine semizentrale Aufbereitung in Biogaspellets anzustreben, um mit voll ausgelasteten Maschinen möglichst geringe Pelletierkosten zu erzeugen und einen größeren Transportradius zu erschließen. Zielstellung seitens der Kosten sollte die Parität zur Stromgestehung aus Maissilage sein. Damit ergibt sich ein maximaler Preis von 95 €/t strohbasierte Biogaspellets frei BGA. Um dieses Preisniveau zu erreichen sind vor allem beim Pelletieren noch Optimierungsmaßnahmen durchzuführen, um genau die Pelletqualität zu erhalten, welche für die Nutzung in Biogasanlagen gerade notwendig ist und nicht mehr. In einem BMWi-Folgeprojekt (FZK: 03KB116) arbeiten das Fraunhofer IKTS gemeinsam mit der Firma ATS und anderen Partnern an der Erreichung dieses Ziels.

Allerdings wird es ohne entsprechende Vergütung seitens des EEG auch mit intensiver Strohnutzung keine Zukunft für die Biogasbranche in Deutschland geben. Der Wert einer nachhaltigen und vor allem verlässlichen und flexiblen Energiequelle muss erkannt und entsprechend honoriert werden. Außerdem müssen die Rolle der Biogasanlagen im System der Stoffkreisläufe und deren positive Auswirkungen stärker in den Fokus der Betrachtungen rücken. Eine gute Option wäre die Einführung eines Nachhaltigkeitsbonus für Stroh und Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen mit verpflichtender Wärmenutzung und flexibler Fahrweise.

Literatur

- Brosowski et al. (2015): Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen – Status quo in Deutschland. Schriftenreihe Wachsende Rohstoffe Nr. 36, Gülzow
- Fleschhut, M.; Strobl, M. (2017): Körnermaisstroh – ein Substrat, das Hoffnungen weckt. Biogas Journal 2, S. 27–33
- FNR (2016): Energiepflanzen-Informationen über Mais. <https://energiepflanzen.fnr.de/energiepflanzen/mais/>

- Larsen, S. U. et al. (2017): Co-ensiling of straw with sugar beet leaves increases the methane yield from straw. Vortrag auf der internationalen Tagung „Progress in Biogas IV“, 08.–11.03.2017 in Stuttgart
- Ostertag, J.; Fleischhut, M. (2016): Untersuchungen zum Einfluss von Sorte, Erntetermin und Ernteverfahren auf den Ertrag und die Eignung von Maisstrohsilage als Substrat für die Biomethanherzeugung. In LfL (Hrsg.): DMK-Tagung Futterkonservierung und Fütterung. LfL-Schriftenreihe 6, Freising, S. 65–78
- Reinhold, J. (2008): Monetäre Bewertung der Humusreproduktion durch Komposte und Gärrückstände. Witzenhausen-Institut für Abfall, Umwelt und Energie, 2. Biomasseforum – Weiterentwicklung der biologischen Abfallbehandlung, Witzenhausen, 25. und 26. November
- Rumpler, J. (2016): Innovation SpreuStroh. Auftaktveranstaltung – Innovationsforum SpreuStroh. Malschwitz, 21.01.2016
- Sächsische LfL (2007): Umsetzung der Düngeverordnung – Hinweise und Richtwerte für die Praxis, Dresden
- Szerencsits, M et al. (2014): Synergetische Biogaserzeugung aus Zwischenfrüchten und nachhaltigen Fruchtfolgesystemen. Endbericht zum Projekt Syn-Energy II, FKZ 829732, Österreicher Klima- und Energiefonds
- Weiser, C. (2012): Verfügbare Strohpotenziale in Deutschland, Vortrag zur 2. Internationalen Fachtagung Strohenergie, Berlin 30. März 2012

Biogasgewinnung aus Herbstlaub – Methanpotenziale und verfahrenstechnische Ansätze zur Prozessoptimierung

CHRISTIANE TERBOVEN, CHRISTIANE HERRMANN, MATHIAS LEHMANN,
JENS WECKENMANN

1 Einleitung

Im Rahmen des Abkommens der UN-Klimakonferenz in Paris (2015) hat sich die EU das Ziel gesetzt, den Ausstoß von Treibhausgasen bis zum Jahr 2030 im Vergleich zum Jahr 1990 um mindestens 40 % zu reduzieren (BMUB 2016). Die Stadt Berlin will dies bereits bis zum Jahr 2020 erreichen (Wiegel und März 2011). Für diese Vorhaben werden auch im Bereich der Verwertung bzw. Entsorgung von organischen Abfällen Potenziale zur Einsparung gesucht. In vielen europäischen Großstädten fallen im Herbst hohe Mengen an Laub an, die in der Regel einer (offenen) Kompostierung zugeführt werden. Für das Jahr 2014 wurde ein Aufkommen an Berliner Laub/Straßenlaub in Höhe von 71.615 Mg angegeben, das in der Umweltbilanz mit einer Freisetzung von 40 kg CO₂-Äquivalent je Mg bewertet wurde (Vogt und Reinhard 2015).

Eine Alternative zur Kompostierung stellt die Biomethanisierung von Laub dar. Bei der Entsorgung von Bioabfällen führt die Vorbehandlung in Form einer Biomethanisierung mit anschließender Kompostierung der Gärreste in der Regel zu einer Einsparung an CO₂-Äquivalenten. Mit höherem Verholungsgrad bzw. höherem Ligningehalt sinken jedoch der Abbaugrad und die Biogasausbeute, sodass für Baum- und Strauchschnitt mit Ligningehalten von 20 bis 30 % FM eine thermische Verwertung angeraten wird (Lampert et al. 2011). Berliner Straßenlaub weist Ligningehalte von rund 11 % TS auf und könnte daher für die Biogasproduktion geeignet sein.

Lignin, Cellulose und Hemicellulose gehören zu den Gerüstsubstanzen einer Pflanze. Dabei bildet Lignin mit Cellulose einen Ligno-Cellulose-Komplex aus, in dem die Hemicellulose eingelagert ist. Im Gegensatz zu unter anaeroben Bedingungen nicht abbaubarem Lignin ist ein anaerober Abbau von Kohlenhydraten möglich. Die Hydrolyse der Kohlenhydrate wird jedoch durch die Bindungen im Ligno-Cellulose-Komplex erschwert (Schimpf 2014). Es ist davon auszugehen, dass bei der Biogasproduktion aus Laub die Hydrolyse der geschwindigkeitsbestimmende Schritt ist. Durch Optimierung der Hydrolyse könnte eine Verbesserung der Abbaubarkeit und Biogasproduktion erreicht werden.

Ein wesentlicher Parameter für eine störungsfreie anaerobe Vergärung ist zudem das Kohlenstoff-Stickstoff-Verhältnis (C-N-Verhältnis) des Eingangsstoffes. Für eine optimale anaerobe Vergärung sollte das C-N-Verhältnis zwischen 20 und 30 liegen (Weiland 2001). Das Berliner Straßenlaub weist ein C-N-Verhältnis von 49 auf, wonach im Laub ein Stickstoffmangel vorliegt. Um diesen Mangel auszugleichen, wäre eine Co-Fermentation mit einem stickstoffreichen Substrat, das im städtischen Raum anfällt, möglich; dafür bietet sich z. B. Mähgut aus Parkanlagen an.

Weiterhin könnten die im Laub enthaltenen Tannine erschwerend für den Biogasbildungsprozess sein. Tannine zählen zur Gruppe der phenolischen Verbindungen, bei denen hemmende Wirkungen auf Mikroorganismen bereits ab Konzentrationen von 1 bis 2 g L⁻¹ beobachtet wurden (Chapleur et al. 2015).

Straßenlaub ist eine Mischung aus Blättern verschiedener Baumarten, Ästen, Früchten, Sand und anderen Fremdstoffen. Die Bestandteile und deren Konzentrationen variieren je nach Standort. Die Biogas- und Methanausbeuten werden durch einen hohen Sand- und Holzanteil gesenkt, auch die Herkunft der Blätter hat einen nicht unerheblichen Einfluss. So sind Lindenlaubblätter relativ gut vergärbar und lieferten im Batchtest nach VDI 4630 (VDI 2016) Methanausbeuten von 157 m_N³ Mg_{oTS}⁻¹, Kastanienlaubblättern erreichten dagegen nur 99 m_N³ Mg_{oTS}⁻¹ (Natalia 2017).

Nachfolgend werden diese Fragestellungen zur Biomethanisierung von Herbstlaub diskutiert:

- Wie setzt sich die in Berlin eingeholte Laubsammlung zusammen und wie hoch ist ihre maximale Biogas- und Methanausbeute?
- Wie hoch ist das Säurebildungspotenzial bei der Hydrolyse der Laubsammlung und kann die Säurebildung durch Veränderung der Milieubedingungen (pH-Werteinstellung, Belüftung) verbessert werden?
- Ist ein zweistufiges Anlagensystem, bestehend aus einem zweiphasigen Reaktor für faserhaltige Eingangsstoffe (Schwimmbettreaktor) sowie einem Hochleistungsmethanreaktor (Anaerobfilter), geeignet zur Co-Fermentation von Laub- und Grassilage?

2 Zusammensetzung sowie Biogas- und Methanpotenziale einer Laubsammlung aus Berlin

Laub der Berliner Stadtreinigungsbetriebe BSR (Recyclinghof, Lengeder Str. 6–18, 13407 Berlin) wurde von der Heck Humus GmbH luftdicht in Rundballen (1 m^3) gepresst und über 4 Monate siliert. Die silierte Laubmischung wurde anschließend bei -18°C (Gefrierzelle) gelagert, vor der weiteren Verwendung wurde das Laub manuell zerkleinert (maximale Schnittlänge 4 cm). Eine chemische Analyse der zerkleinerten Laubsilage im Doppelansatz lieferte die in Tabelle 1 dargestellten Werte für pH-Wert (pH), Gehalt an flüchtigen Fettsäuren (FFS), Milchsäure (MS) und Gesamtstickstoff nach Kjeldahl (TKN) sowie dem Trockensubstanzgehalt (TS) und dem organischen Anteil in der Trockensubstanz (oTS). Mithilfe der Detergentienmethode (VDLUFA 2006) wurden die Gerüstsubstanzen erfasst. Cellulose, Hemicellulose und Lignin wurden als Neutral Detergentien Faser (NDF), Cellulose und Lignin als Säure Detergentien Faser (ADF) und Lignin als Säure Detergentien Lignin (ADL) bestimmt.

Tab. 1: Chemische Parameter der silierten Laubmischung

pH	TS	oTS	TKN	FFS	MS	C/N	NDF	ADF	ADL
–	% _{FM}	% _{TS}	kg m ⁻³	kg m ⁻³	kg m ⁻³	–	% _{TS}	% _{TS}	% _{TS}
4,8	47	63	4,2	5,1	4,6	49	43	33	11

Zur Identifizierung der Bestandteile, aus denen sich die silierte Laubsammlung zusammensetzte, wurde eine repräsentative Stichprobe in Höhe von 1 kg, entnommen durch Verjüngen aus 44 kg der silierten Laubsammlung, herangezogen. Die Zusammensetzung ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tab. 2: Zusammensetzung einer silierten Laubmischung aus Berlin

Bestandteil	Masse in % TS	Bestandteil	Masse in % TS
Ahornblätter	15,1	Pappelblätter	0,2
Birkenblätter	0,6	Platanenblätter	2,2
Buchenblätter	2,8	Undefinierbares Laub	32,3
Eichenblätter	3,6	Sand	24,1
Erlenblätter	0,5	Holz	3,9
Kastanienblätter	1,2	Steine	1,0
Lindenblätter	9,3	Sonstiges	3,2

Aufgrund der zerrissenen Struktur der Blätter und Baumbestandteile konnten 32 % TS der silierten Laubmischung nicht identifiziert werden. Der Sandanteil war mit 24 % TS sehr hoch. Der Anteil an identifizierbaren Blättern betrug insgesamt 36 % TS, darunter waren die leichter abbaubaren Blätter von Ahorn und Linde mit einem höheren Anteil von 24 % TS vertreten und die schwerer abbaubaren Blätter von Eiche und Kastanie nahmen 5 % TS ein.

Die maximalen Biogas- und Methanausbeuten der silierten Laubsammlung wurden mittels Batchtest nach VDI (2016) bei einer Prozesstemperatur von 37 °C bestimmt. Die maximale Biogasausbeute lag bei $231 \text{ m}_N^3 \text{ Mg}_{\text{oTS}}^{-1}$, die maximale Methanausbeute bei $156 \text{ m}_N^3 \text{ Mg}_{\text{oTS}}^{-1}$. Bezogen auf die Frischmasse (FM) der Laubsilage betrug die maximale Biogasausbeute $68 \text{ m}_N^3 \text{ Mg}_{\text{FM}}^{-1}$. Wiegel und März (2011) geben für loses Laub bzw. den Inhalt eines Laubsackes wesentlich geringere Biogasausbeuten in Höhe von 15 bzw. $25 \text{ m}_N^3 \text{ Mg}_{\text{FM}}^{-1}$ an.

3 Hydrolyse der Laubsammlung

Um eine Verbesserung des anaeroben Abbaus der lignocellulosereichen Laubsilage zu erreichen, wurde der Effekt einer Vorhydrolyse bei unterschiedlichen Milieubedingungen getestet. Hierfür wurden Hydrolyseversuche im Batchverfahren über eine Versuchszeit von 16 Tagen durchgeführt. Die Hydrolyseversuche erfolgten in 5-Liter-Reaktoren mit Siebböden, wobei jeweils 600 g Laub mit 4.500 ml Wasser überstaut wurden. Die Hydrolyseversuche umfassten

- eine Standardvariante ohne pH-Wert-Anpassung (Variante „Standard“),
- die Hydrolyse mit einer Regulierung des pH-Wertes auf 6,3 durch Zugabe von KOH (Variante „pH-Regulierung“) sowie
- eine Hydrolyse mit Mikrobелüftung bei einer Belüftungsrate von $44,45 \text{ L Luft kg}_{\text{TS}}^{-1} \text{ d}^{-1}$ (Variante „Mikrobелüftung“).

Die Reaktoren wurden im mesophilen Bereich bei 42 °C in einer Klimakammer inkubiert. Alle 2 Tage wurde während der Versuche das Hydrolysat in einen Zwischenspeicher geleitet und nach Probenahme und pH-Wert-Anpassung (Variante pH-Regulierung) erneut eingestaut. Die Erfassung von entstehenden Gasen erfolgte mittels Gassammelrohren. Jede Variante wurde 4-mal wiederholt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die höchsten Gehalte an organischen Säuren im Hydrolysat mit maximalen Werten von $15,2 \text{ kg Mg}_{\text{FM}}^{-1}$ der zugegebenen Laubsilage bei der Hydrolyse mit pH-Wert-Regulierung erreicht wurden (Abb. 1). Die Werte lagen um $7 \text{ kg Mg}_{\text{FM}}^{-1}$ über den maximalen Werten der Standardvariante ohne pH-Anpassung. Die maximalen Säuregehalte wurden mit pH-Regulierung nach einer Hydrolysezeit von

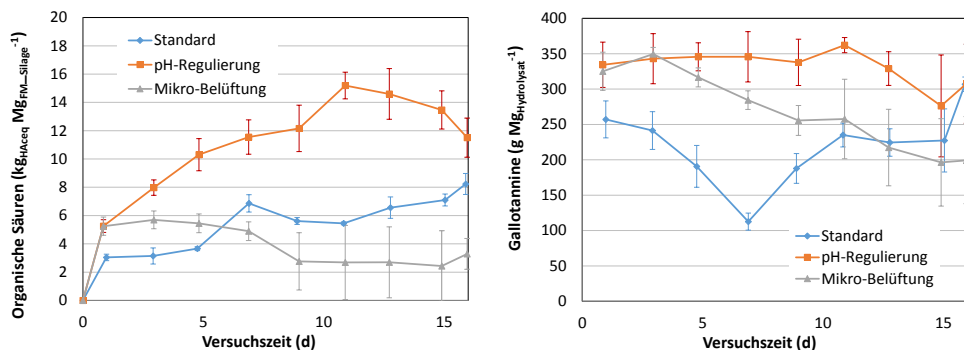


Abb. 1: Verlauf der Konzentrationen an a) organischen Säuren und b) Gallotanninen im Hydrolysat während der Hydrolyse der Laubsilage

11 Tagen gemessen. Anschließend setzte die Methanbildung ein, was zu einer Umsetzung der Säuren zu Methan und damit zu einer Abnahme der Säuregehalte im Hydrolysat führte. Bei den übrigen Varianten wurde keine Methanbildung beobachtet. Die Gehalte an Gesamt-CSB im Hydrolysat korrelierten mit den Säuregehalten.

Eine begrenzte Belüftung bei der anaeroben Vergärung kann eine verbesserte Hydrolyse von Kohlenhydraten und Proteinen, höhere Aktivitäten von hydrolytischen Enzymen wie Cellulasen und Proteasen sowie höhere Methanausbeuten bewirken (Lim und Wang 2013). Die Mikrobelüftung der Laubsilage zeigte jedoch unter den gewählten Bedingungen nicht den erwarteten Effekt einer verstärkten Hydrolyse und Säurebildung. Mögliche Ursache könnte ein zu hoher Sauerstoffgehalt und damit verbunden eine verstärkte aerobe Umsetzung der gebildeten Säuren zu CO₂ gewesen sein. Durch die Belüftung wurde jedoch eine tendenzielle Abnahme der Gesamtphenole und Gallotannine (Abb. 1) über die Hydrolysezeit erreicht.

Eine im Anschluss an die Hydrolyseversuche durchgeführte Massebilanz und Messung der Methanbildung aus den Hydrolysaten und Hydrolyseresten im Batchgärtest ergab Methanausbeuten des Gesamtsystems von 177 m³ Mg_{oTS}⁻¹ der der Hydrolyse zugeführten Laubsilage für die Standard-Variante, 167 m³ Mg_{oTS}⁻¹ mit pH-Regulierung bzw. 128 m³ Mg_{oTS}⁻¹ mit Mikrobelüftung. Bis zu 30 % des Methans wurde dabei aus dem Hydrolysat gebildet, während ein erhebliches Potenzial von > 70 % für die Methanproduktion im Hydrolyserest verblieb. Eine weitere Optimierung der Hydrolyse des Laubes ist durch angepasste Hydrolysezeiten und geringere Belüftungsraten möglich.

4 Zweistufiges Verfahren für die Co-Fermentation von Laub- und Grassilage

Zur Co-Vergärung von Laub- und Grassilage bei mesophiler Prozessstemperatur (37 °C) wurde eine zweistufige Biogasanlage im Labormaßstab getestet. Die erste Stufe stellte ein Schwimmbettreaktor (SBR) dar, als zweite Stufe diente ein Anaerobfilter (AF) (Abb. 2).

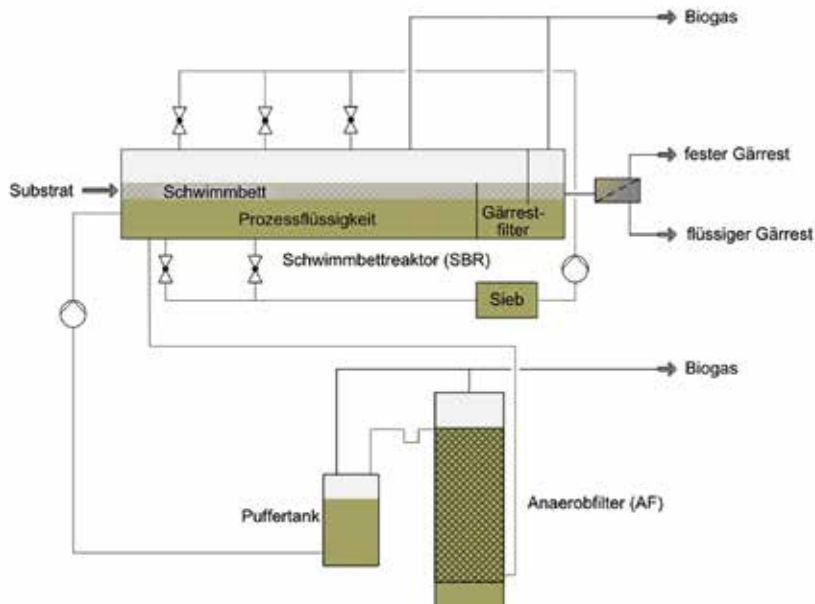


Abb. 2: Zweistufige Biogasanlage zur Co-Fermentation von Gras- und Laubsilage

Beim SBR handelt es sich um einen neuartigen Reaktortyp aus dem Bereich der Biogasproduktion, der sich für faserhaltige Eingangsstoffe eignet. Die Fasern bilden im Reaktor eine aufschwimmende Schicht, das Schwimmbett. Im Schwimmbett finden die am Biogasprozess beteiligten Mikroorganismen günstigere Lebensbedingungen als in der Prozessflüssigkeit. Auf den Fasern können sich mikrobielle Gemeinschaften ansiedeln und Biofilme ausbilden. Diese Biofilme bieten insbesondere den sensitiven Archaeen einen gewissen Schutz gegenüber pH-Wert- und Temperaturschwankungen (Ramm 2015). Die Prozessflüssigkeit befindet sich unterhalb der Schwimmschicht und wird periodisch über dem Schwimmbett perkoliert. Dadurch wird der aus der Flüssigkeit ragende Teil des Schwimmbetts befeuchtet und die in der Prozessflüssigkeit enthaltenen Nährstoffe werden zur weiteren Umsetzung den Mikroorganismen im Schwimmbett zugeführt. Die Phasentrennung im SBR ermöglicht es, dass ein Teil der mit Säuren angereicherten Prozessflüssigkeit in eine zweite Stufe, dem AF, transportiert werden kann. Der AF ist

ein Hochleistungsmethanreaktor, gefüllt mit Aufwuchsträgern für Mikroorganismen. Bei den Aufwuchsträgern handelt es sich um den Typen Bioflow 40, gefertigt aus schwarzem Polyethylen, mit den Abmaßen 40/45 x 35 mm und einer spezifischen Oberfläche von $305 \text{ m}^2 \text{ m}^{-3}$ (Rvtpe 2013). Der SBR verfügte über ein Arbeitsvolumen von 60 L, beim AF lag es bei 35 L. Für die Berechnung der Raumbelastung der Biogasanlage wurde das Arbeitsvolumen des SBR herangezogen.

Nach Inbetriebnahme der Anlage wurde über eine Dauer von 16 Wochen Grassilage als Monosubstrat vergoren, wobei die Raumbelastung von 0,5 auf $5 \text{ kg}_{\text{oTS}} (\text{m}^3 \cdot \text{d})^{-1}$ gesteigert wurde. Anschließend wurde eine Mischung aus Gras- und Laubsilage in einem Verhältnis von 80 zu 20 % in Co-Vergärung eingesetzt. Der TS-Gehalt der Gras-Laub-Mischung wurde mit Wasser auf 22 % eingestellt. Da pflanzliche Biomasse in der Regel einen Mangel an Spurenelementen aufweist, wurde eine Spurenelementlösung zugesetzt. Die Lösung wurde nach der Rezeptur DSMZ 144 (DSMZ, Deutsche Sammlung von Mikroorganismen und Zellkulturen) hergestellt, allerdings 5-fach konzentriert. Die Dosierung von 10 ml pro kg_{oTS} erfolgte nach den Empfehlungen von Abdoun und Weiland (2009).

Die Fermentation der Gras-Laub-Mischung wurde 17 Wochen (Testphase) bei konstanter Raumbelastung von $5,5 \text{ kg}_{\text{oTS}} (\text{m}^3 \cdot \text{d})^{-1}$ getestet. Zwischen Testwoche 14 und 17 lag die Biogasausbeute im Durchschnitt bei $550 \text{ m}_\text{N}^3 \text{ Mg}_{\text{oTS}}^{-1}$. Die Methanausbeute betrug im Mittel $293 \text{ m}_\text{N}^3 \text{ Mg}_{\text{oTS}}^{-1}$. Für die maximale Methanausbeute der Mischung, berechnet anhand der Ausbeuten des Batchtests nach VDI 4630 (siehe Kapitel 2), wurde ein Wert von $327 \text{ m}_\text{N}^3 \text{ Mg}_{\text{oTS}}^{-1}$ ermittelt. Demnach konnten bei kontinuierlicher Co-Fermentation in der zweistufigen Biogasanlage 90 % der maximalen Methanausbeute der Substratmischung erreicht werden.

Die Schwimmschicht hatte eine mittlere hydraulische Verweilzeit von 50 Tagen und wurde während der Testphase theoretisch ca. 2,4-mal ausgetauscht.

Als stabil kann ein Gärprozess betrachtet werden, wenn der Gehalt an flüchtigen Fettsäuren in der Prozessflüssigkeit unter 2 kg m^{-3} liegt (Weiland 2001) und der Gehalt an Ammoniakstickstoff niedriger als 150 g m^{-3} ist (Kaltschmitt und Hartmann 2009). Bei der Vergärung von Laub- und Grassilage hatten sich in der Prozessflüssigkeit von SBR und AF innerhalb von 8 Wochen unproblematische Werte für den Gehalt an flüchtigen Fettsäuren und Ammoniakstickstoff eingestellt, diese Werte blieben bis Versuchsende erhalten. Das hohe C-N-Verhältnis der Laubsilage konnte durch den Anteil an Grassilage in der Gras-Laub-Mischung auf 22 gesenkt werden und befand sich damit im als optimal eingestuftem Bereich. Der hohe Grasanteil war auch in anderer Hinsicht vorteilhaft. Die Grasfasern gaben dem Schwimmbett eine relativ feste Struktur, sodass Feststoffe wie Schalen, Früchte, Sand (teilweise) und kleine Steine in Schwebelage gehalten wurden. Während der Langzeitfermentation traten keine Komplikationen durch Ablagerungen im Flüssigkeitskreislauf auf.

5 Fazit

Der Einsatz von Herbstlaub für die Biogasgewinnung ist möglich, wobei aufgrund eines hohen Ligninanteils Methanausbeuten von etwa $150\text{--}200 \text{ m}_N^3 \text{ Mg}_{\text{OTS}}^{-1}$ zu erwarten sind. Das Methanpotenzial ist abhängig von der Laubzusammensetzung, hohe Anteile an schwer abbaubarem Eichen- und Kastanienlaub können die Methanausbeute einer Laubsammlung negativ beeinflussen. Detaillierte Analysen des Methanpotenzials einzelner Laubarten und -mischungen fehlen bisher weitgehend und sollten Ziel weiterer Untersuchungen sein.

Eine Vorhydrolyse des Laubes hatte nur geringen Einfluss auf die Methanproduktion. Die Laubhydrolyse mit pH-Regulierung auf pH 6,3 zeigte sich als günstigste Variante bezüglich der Säurebildung und CSB-Ausbeute. Hinsichtlich der Hydrolyse von Laub besteht weiteres Optimierungspotenzial.

Das zweistufige Verfahren mit Schwimmbettfermenter und Anaerobfilter ist geeignet zur kontinuierlichen Vergärung von Laubsilage in Kombination mit Grassilage. Die hohen Methanausbeuten von $293 \text{ m}_N^3 \text{ Mg}_{\text{OTS}}^{-1}$ sind auf den hohen Grasanteil (80 %) in der Substratmischung zurückzuführen. Für den Betrieb einer städtischen Biogasanlage bietet sich die Verwertung von Grünabfällen aus Gärten und Parkanlagen an. Bei städtischen Grünabfällen ist im Vergleich zur verwendeten Grassilage mit geringeren Ausbeuten zu rechnen, da der Ligningehalt des Grasses vermutlich höher ist. Vor Einführung des Verfahrens in die Praxis sollten daher eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und CO_2 -Bilanzierung unter Berücksichtigung der konkreten Standort- und Betriebsbedingungen erfolgen.

Literatur

- Abdoun, E.; Weiland, P. (2009): Wie viel Biogas steckt in Pflanzen. Optimierung der Monovergärung von nachwachsenden Rohstoffen durch die Zugabe von Spurenelementen. In: Bornimer Agrartechnische Berichte 68, S. 69–78
- BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 11.11.2016. http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf
- Chapleur, O.; Madigou, C.; Civade, R.; Rodolphe, Y.; Maze'as, L.; Bouchez, T. (2016): Increasing concentrations of phenol progressively affect anaerobic digestion of cellulose and associated microbial communities. *Biodegradation* 27(1), S. 15–27
- Kaltschmitt, M.; Hartmann, H. (2009): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl., Springer Verlag, Heidelberg
- Lampert, C.; Tesar, M.; Thaler, P. (2011): Klimarelevanz und Energieeffizienz der Verwertung biogener Abfallstoffe. Umweltbundesamt, Wien

- Lim, J.W.; Wang, J.-Y. (2013): Enhanced hydrolysis and methane yield by applying microaeration pretreatment to the anaerobic co-digestion of brown water and food waste. *Waste Management* 33, pp. 813–819
- Natalia, N. (2017): Untersuchung der Hydrolyse von Laub im Batchverfahren. Bachelorarbeit, TU Berlin
- Ramm, P. (2015): Der Einsatz magnetisierbarer Aufwuchsträger in der Biogasproduktion. Dissertation, TU Berlin
- Rvtpe (RVT Process Equipment GmbH) (2013): Trägerkörper für die Abwasserbehandlung. Datenblatt. URL: http://rvtpe.com/wp-content/uploads/2013/06/RVT_Fuellkoerper_1305273.pdf, Zugriff am 30.04.2017
- Schimpf, U. (2014): Enzymatischer Abbau des Lignocellulosekomplexes in Energiepflanzen unter besonderer Berücksichtigung der Silierung und der Biogasproduktion. Dissertation, HU Berlin
- VDI (2016): Vergärung organischer Stoffe. Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche. Beuth-Verlag, Berlin
- VDLUFA (2006): Methodenbuch III – Die chemische Untersuchung von Futtermitteln. Bd. 3, incl. 1.–3. Ergänzung 1983–2006, 1976–2006
- Vogt, R.; Reinhardt, J. (2015): Stoffstrom-, Klimagas- und Umweltbilanz für das Jahr 2014 für das Land Berlin. Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt, Berlin
- Weiland, P. (2001): Grundlagen der Methangärung. Biologie und Substrate. VDI-Berichte 1620, S. 19–31
- Wiegel, U.; März, R. (2011): Hochwertige und klimaschonende Verwertung von Mähgut und Laub im Land Berlin. Senatsverwaltung für Gesundheit, Umwelt und Verbraucherschutz, Berlin

Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und der AiF Projekt GmbH als Projektträger für die finanzielle Unterstützung dieser Studie (Förderkennzeichen KF2050832ST4). Ebenfalls danken wir der Heck-Humus Kompostierungsgesellschaft mbH für die Bereitstellung und Silierung der Berliner Straßenlaubmischung.

Biogaspflanzen entzaubert – ein Vergleich

ANDREA BIERTÜMPFEL

1 Einleitung

Mais dominiert heute besonders in Regionen mit hohem Nutztierbesatz die landwirtschaftlichen Flächen, da er nicht nur als Futterpflanze, sondern auch als Biogassubstrat die ökonomisch sinnvollste Variante darstellt. Dies kann zu ökologischen Problemen, wie zunehmenden Erosionsrisiken und Nährstoffausträgen sowie zur Veränderung der Kulturlandschaft mit Nachteilen für die Biodiversität führen. Interessenskonflikte zwischen der Landwirtschaft und gesellschaftlichen Landnutzungsansprüchen, wie z. B. Naturschutz und Tourismus, sind die Folge. Aus diesem Zielkonflikt zwischen einzelwirtschaftlichen Interessen und dem gesamtgesellschaftlichen Bedürfnis nach einer intakten Umwelt wurde in den vergangenen Jahren immer wieder über Alternativen zur Energieerzeugung diskutiert. Unter Landwirten, aber auch in der Fachpresse kursierten dazu teilweise sehr ambitionierte Ertragsprognosen. Aber was können diese Kulturen tatsächlich leisten? Die Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft beschäftigt sich seit mehr als 10 Jahren mit der Untersuchung alternativer Energiepflanzen für die Biogasproduktion und ist somit in der Lage auf Grundlage mehrjähriger Ergebnisse Aussagen zu Anbaueignung unter mitteldeutschen Standortbedingungen zu treffen.

2 Versuchsfragestellungen

Der überwiegende Teil der Versuche kam in der Versuchsstation Dornburg, einem Lössstandort im östlichen Randgebiet des Thüringer Beckens, zur Anlage. Weitere Versuche wurden in Friemar, ebenfalls ein Lössstandort im Erfurter Becken, der Versuchsstation Heßberg, einem Verwitterungsstandort in Südthüringen und in Oberweißbach, einem typischen Grünlandstandort im Thüringer Wald, durchgeführt. Die standörtlichen Gegebenheiten der Versuchsstandorte beinhaltet Tabelle 1.

Tab. 1: Versuchsstandorte für alternative Energiepflanzen in Thüringen, Klimadaten: langjähriges Mittel 1981–2010 (DWD und Messungen der Versuchsstation)

Standort	Bodenform	Bodenart	Ackerzahl	Höhenlage in m	Temperatur in °C	Niederschlag in mm
Dornburg (Ackerebene)	Löss-Parabraunerde	stark toniger Schluff	46 bis 80	260	8,9	605
Friemar (Ackerebene)	Löss-Braun-Schwarzerde	Lehm	96	288	8,6	593
Heßberg (Vorgebirge)	Bergton-Staugley	Lehm-Ton	43	380	8,2	822
Oberweißbach (Thür. Wald)	Schiefer-Schutt-Braunerde	Schlufflehm	23	681	6,4	902

In Exaktversuchen (Tab. 2) wurden u. a. Knötericharten (*Polygonum weyrichii*, *Igniscum*®), Topinambur (*Helianthus tuberosus*), Virginiamalve (*Sida hermaphrodita*), Durchwachsene Silphie (*Silphium perfoliatum*), Hirsearten und -sorten (*Sorghum bicolor*, *Sorghum sudanense*), Riesenweizengras (*Elymus elongatus*) sowie ein- und mehrjährige Blümmischungen bezüglich ihrer Anbaueignung, Ertragsleistung und Methanproduktion geprüft.

Tab. 2: Ausgewählte Versuchsfragestellungen

Art	Versuchsfrage	Versuchsorte	Varianten	Laufzeit
Knöterich				
<i>P. weyrichii</i>	Erntetermin	Dornburg	3 Erntetermine	2007–2011
<i>Igniscum</i> ®	Anbaueignung/Ertrag	Dornburg	2 Sorten	2010–2015
Virginiamalve	Erntetermin	Dornburg	3 Erntetermine	2007–2010
Topinambur	Erntetermin	Dornburg	8 Erntetermine (Kraut + Knolle), 3 Sorten	2003–2005
Durchwachsene Silphie	Erntetermin/ Nutzungsdauer	Dornburg Heßberg	3 Erntetermine	2004–2018
	Erntetermin	Dornburg	8 Erntetermine	2010–2012
	Herkunftsprüfung	Dornburg	9 Herkünfte	2013–2018
Sorghumhirse	Art-/Sortenprüfung	Dornburg Friemar	13 Sorghumhirsen, 2 Maissorten	2011–2013
Riesenweizengras	Saatstärke	Dornburg	2 Saatstärken	2011–2017
	Saatzeit	Dornburg Oberweißbach	5 Saatzeiten	2013–2018
	Sorte	Heßberg	4 Sorten	2014–2020
Blümmischungen	Ertragsleistung	Dornburg	3 einjährige, 2 ausdauernde Mischungen	2013–2015

3 Ergebnisse

3.1 Ertragerwartung nicht erreicht

Die Untersuchungen bei *Weyrichknöterich* von 2007 bis 2011 konzentrierten sich auf die Ermittlung des optimalen Erntezeitpunktes hinsichtlich Biomasse- und Methanertrag. Gleichzeitig galt es einzuschätzen, wie hoch das invasive Potenzial dieser Knöterichart durch Rhizom- bzw. Ausläuferbildung ist. In den Erntejahren lagen die Biomasseerträge zwischen 40 und 90 dt TM/ha bei Methanausbeuten von ca. 200 Nl/kg oTS. Im Vergleich zu Silomais, der laut KTBL-Richtwert 338 Nl/kg oTS liefert (KTBL 2012), erscheint so eine Nutzung als Biogassubstrat wirtschaftlich nicht sinnvoll. Die zwei von 2011 bis 2015 geprüften Sorten der Knöterichzüchtung *Igniscum*[®] erreichten Biomasseerträge auf geringfügig höherem Niveau, allerdings mit geringeren Methanausbeuten, was auch hier eine ökonomisch sinnvolle Nutzung als Biogassubstrat fraglich macht. Beide Knötericharten bilden keine Ausläufer, sondern Horste, sodass ihr invasives Potenzial deutlich geringer einzuschätzen ist als das des *Sachalinknöterichs*.

3.2 Winterhärte unzureichend

Auch bei der mehrjährig genutzten *Virginiamalve* oder *Sida* waren die Untersuchungen auf die Ermittlung des optimalen Erntezeitpunktes für die Nutzung als Biogassubstrat gerichtet. In den Versuchen von 2007 bis 2010 realisierte die *Sida* Erträge zwischen 30 und 90 dt TM/ha bei Methanausbeuten von ca. 300 Nl/kg oTS. Allerdings erreichte die *Sida* die für eine gute Silierung erforderlichen Trockensubstanzgehalte zwischen 28 und 35 % in manchen Versuchsjahren bereits im August, was sich schlecht in die betrieblichen Arbeitsabläufe einordnen lassen dürfte. Aufgrund erheblicher Auswinterungsverluste wurde der Versuch nach dem Winter 2010/11 beendet. Wenn es gelingt, gesundes, leistungsfähiges Pflanzgut zu erzeugen, wäre eine erneute Prüfung in Erwägung zu ziehen.

3.3 Doppelnutzung von Kraut und Knolle nicht möglich

Topinambur bildet eine üppige oberirdische Biomasse und inulinhaltige Speicherorgane, die im Boden gut überwintern, wodurch die Pflanze ein- oder mehrjährig nutzbar ist. Eine von 2003 bis 2005 bearbeitete Fragestellung war auf die Ermittlung des optimalen Erntetermins von *Topinambur* zur Nutzung von Kraut und Knolle für die Silierung gerichtet. Es zeigte sich jedoch, dass es einen optimalen Termin für diese Verwertung nicht gibt. Die Krauterträge waren Ende September am höchsten bei günstigen Trockensubstanzgehalten. Mit zunehmender Reife des Krautes sanken die Erträge stetig ab und die Trockensubstanz stieg auf Werte über 35 %. Zum optimalen Termin für die Krauternte waren die Knollen noch wenig entwickelt und wiesen nur sehr geringe Erträge zwischen 20 und 40 dt TM/ha auf. Mit zunehmendem Absterben der oberirdischen Masse erhöhten sich die Knollen-

erträge bis November auf 80 bis 100 dt TM/ha. Als Kompromiss für die Biogasnutzung könnte ein Erntetermin Mitte Oktober anvisiert werden, bevor durch das Abwelken des Krautes viel Masse verloren geht, die Knollen aber bereits weitgehend ausgebildet sind. Die erzielten Ergebnisse bestätigten sich in weiteren Versuchen. Neben der einjährigen Nutzung von Kraut und Knolle wurde auch ein mehrjähriger Anbau von Topinamburkraut geprüft. Dieser ist jedoch aufgrund der bereits nach zwei Anbaujahren einsetzenden Ertragsdepression und der relativ geringen Methanausbeuten nicht empfehlenswert.

3.4 Gute Erträge bei aufwendiger Bestandesetablierung

In den 1980er-Jahren wurde die Durchwachsene Silphie als Futterpflanze geprüft. Daher war bekannt, dass die Pflanze hohe Biomasseerträge bildet und eine gute Siliereignung besitzt. Deshalb wurde 2004 mit Untersuchungen zu dieser Fragestellung im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte begonnen. Ziel der Arbeiten ist es, das Ertragspotenzial der Silphie bei langjähriger Nutzung zu definieren sowie ein Anbauverfahren zu erarbeiten und zu optimieren.

Im Ergebnis der langjährigen Versuche in Dornburg und Heßberg zeigte sich, dass die Silphie dem Mais in ertraglicher Hinsicht durchaus ebenbürtig ist und nach bisher 12-jähriger Nutzung kein Ertragsrückgang eingesetzt hat. Dies lässt eine Standzeit von mindestens 15 Jahren realistisch erscheinen (Abb. 1). Mit einer Standzeit von 12 Jahren amortisieren sich die Anlagekosten gegenüber Mais beim Pflanzverfahren, bei Saat ist dies bereits nach spätestens 10 Jahren der Fall.

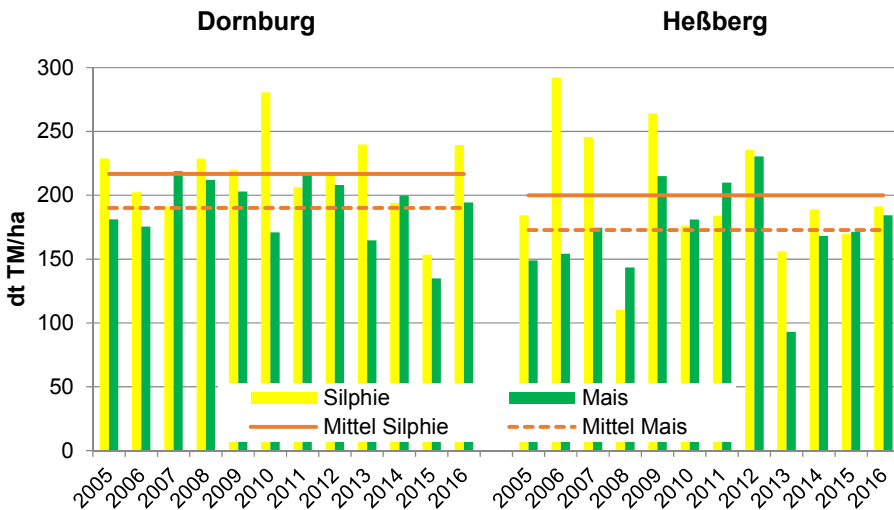


Abb. 1: TM-Ertrag von Durchwachsener Silphie zum optimalen Erntetermin im Vergleich zu Silomais, VS Dornburg und Heßberg 2005 bis 2016 (© Biertümpfel)

Wie die meisten der bisher vorgestellten alternativen Kofermente erreicht auch die Silphie nicht die Methanausbeuten von Mais. Im Durchschnitt aller bisher untersuchten Proben liegen die Werte bei ca. 280 Nl/kg oTS, mit relativ großen Schwankungen nach oben und unten. Dies deutet auf Optimierungsmöglichkeiten im Anbauverfahren, vor allem bezüglich des Erntezeitpunktes, hin. Versuche bestätigten, dass bei einer Ernte im Bereich des frühen Silomaises durchaus Methanausbeuten von 300 Nl/kg oTS möglich sind und auch der Biomassertrag zu diesem Zeitpunkt sein Maximum erreicht hat.

In Dornburg werden seit 2013 neun Herkünfte der Durchwachsenen Silphie in einem Versuch geprüft. Die meisten davon standen bereits vorher mehrere Jahre in Prüfungen mit anderen Fragestellungen. Anhand der bisherigen Erntejahre lassen sich Unterschiede im Ertragsniveau und den Methanausbeuten nachweisen, wenngleich für eine Verifizierung der Ergebnisse weitere Untersuchungsjahre erforderlich sind.

Ein weiterer Schwerpunkt der Arbeiten war die Erarbeitung eines sicheren Aussaatverfahrens für diese üblicherweise gepflanzte Kultur. Das ist in Zusammenarbeit mit der N. L. Chrestensen GmbH, die hochqualitatives Saatgut in ausreichendem Maße erzeugt, in den letzten Jahren weitgehend gelungen. Beleg dafür sind ca. 300 ha im Saatverfahren etablierte Bestände seit 2015. Insgesamt belief sich der Anbauumfang der Silphie 2016 bundesweit auf ca. 750 ha mit steigender Tendenz. Dies ist auch den ökologischen Vorteilen der Durchwachsenen Silphie, wie z.B. der Aufwertung des Landschaftsbildes, der Erhöhung der Biodiversität, der ganzjährigen Bodenbedeckung und der damit verbundenen Verminderung der Erosionsgefahr sowie der Eignung der Pflanze als Pollen- und Nektarspender für zahlreiche Insekten, darunter auch Honigbienen, geschuldet.

Die Weiterführung der Versuche zur Silphie erfolgt seit 2015 im vom BMEL geförderten Verbundvorhaben „Durchwachsene Silphie – Anbauoptimierung, Sätechnik und Züchtung“, in dem die TLL, neben der Projektkoordination, hauptsächlich für die Optimierung des Anbauverfahrens durch Aussaat zuständig ist.

3.5 Hirse stellt hohe Standortansprüche

Untersuchungen zu Anbaueignung und Ertrag verschiedener Sorghumarten und -sorten im Vergleich zu Mais erfolgten von 2004 bis 2013 im Rahmen von bundesweiten Verbundvorhaben an unterschiedlichen Thüringer Standorten. Nach einer Prüfung in Übergangslagen von 2008 und 2010, die sich für den Sorghumanbau als wenig geeignet erwiesen, wurden die Versuche auf zwei wärmeren Standorten weitergeführt. Allerdings erreichten die Hirsen auch an diesen beiden Thüringer Gunststandorten das Ertragsniveau des Mais in zwei von drei Versuchsjahren nicht. Trotz der für Sorghum günstigen warmen, trockenen Witterung im Herbst und einem deutlich späteren Erntetermin als Mais blieben die TS-Gehalte aller Sorghum-bicolor-Sorten unter dem kritischen Trockensubstanzwert von 28 %. Sicher erreichten diesen nur die ebenfalls geprüften Sudangras-

Hybriden, sodass sie am ehesten für einen Anbau unter Thüringer Standortverhältnissen zu empfehlen sind. Bei den Hirsen gilt es, die zunehmend am Markt zu findenden Neuzüchtungen weiter zu prüfen.

3.6 In Grünlandregionen konkurrenzfähig

Ein erster Versuch mit Riesenweizengras kam im September 2011 in Dornburg mit zwei Saatstärken zur Anlage. Der Bestand erreichte Mitte Juni und Mitte September 2012 die Schnittreife. Die kumulierten Erträge des ersten Erntejahres beliefen sich auf ca. 100 dt TM/ha bei der niedrigeren Saatstärke und 110 dt TM/ha bei der höheren. Der Ertragsanstieg vom ersten zum zweiten Schnitt deutete bereits auf eine höhere Biomasseleistung im zweiten Nutzungsjahr hin, die dann 2013 mit 150 dt TM/ha in zwei Schnitten bei beiden Varianten auch erfolgte. Dieses Ertragsniveau bestätigte sich auch im Folgejahr. In 2015 und 2016 gingen die Erträge auf ca. 100 dt TM/ha zurück. Ob dies der extremen Trockenheit der Jahre geschuldet war oder ob eine generelle Ertragsdepression einsetzt, müssen weitere Untersuchungen zeigen. Bezüglich der Methanausbeuten lag das Riesenweizengras beim ersten Schnitt von 2012 bis 2014 im Mittel der Varianten auf Maisniveau. Beim zweiten Schnitt fielen die Ausbeuten mit ca. 300 NI/kg oTS jeweils etwas geringer aus.

Da sich abzeichnete, dass das Riesenweizengras vor allem für kühlere Regionen, in denen der Maisanbau risikobehaftet ist, eine sinnvolle Alternative darstellen könnte, wurde das Versuchsspektrum 2013 und 2014 um Saatzeiten- und Sortenversuche in entsprechenden Regionen erweitert. Dabei zeigte sich, dass Riesenweizengras auch im Thüringer Wald bei einer Jahresdurchschnittstemperatur von < 6 °C zufriedenstellende Erträge realisieren kann. Der durchgeführte Versuch zur Ermittlung der optimalen Saatzeit belegt, dass eine Aussaat für einen guten Ertrag im Folgejahr in kühleren Lagen bis spätestens Ende Juni, an wärmeren Standorten bis Ende Juli erfolgen sollte. Bei späterer Aussaat fällt der Ertrag im ersten Erntejahr deutlich ab. Dazu können, bedingt durch die langsame Jugendentwicklung und geringe Konkurrenzkraft, Probleme durch starke Verunkrautung über Winter bzw. im ersten Erntejahr auftreten. Die im Saatzeitenversuch angebaute Sorte 'Greenstar' erreichte am Standort Dornburg höhere Erträge als 'Szavarski 1', die im Saatstärkenversuch steht.

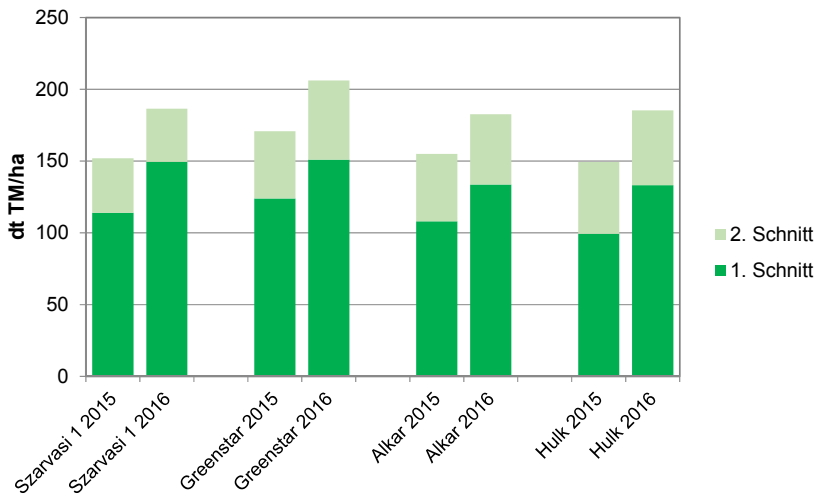


Abb. 2: TM-Erträge von Riesenweizengras, Sortenversuch VS Heßberg 2015 und 2016 (© Biertümpfel)

Auch in der 2014 mit vier Prüfgliedern angelegten Sortenprüfung in Heßberg wies 'Greenstar' in den bisherigen zwei Erntejahren signifikant höhere Erträge auf als die restlichen Sorten (Abb. 2). Hinsichtlich der Methanausbeuten unterschieden sich die Sorten nur geringfügig, erreichten aber bei der Untersuchung im Hohenheimer Biogasertrags-test (HBT) in 2015 mit 360 NI/kg oTS beim ersten Schnitt und 345 NI/kg oTS im Mittel sehr hohe Werte.

Günstig für die weitere Verwertung des Riesenweizengrases ist, dass es zur Ernte Trockensubstanzgehalte von mindestens 27 % erreicht und somit ohne Anwelken siliert werden kann. Die dichten Horste nach der Etablierungsphase sorgen zudem für einen guten Erosionsschutz auf hängigen Flächen.

3.7 Ökologisch wertvoll bei geringen Erträgen

Von 2013 bis 2015 kamen ein- und mehrjährige Blümmischungen in Dornburg zum Anbau. Während die einjährigen Mischungen durchweg weniger als die Hälfte des Silomaissertrages erreichten, zeigten sich bei den mehrjährigen deutliche Unterschiede im Ertragsniveau. So erzielte eine der Mischungen nach dem Anlagejahr Erträge von ca. 70 % des Silomaises. Die Methanausbeuten lagen mit etwa 250 NI/kg oTS ebenfalls weit unter denen von Mais. Interessant war jedoch, dass eine Zumischung von 20 % Blümmischung zum Erntegut des Mais, wie es in der Praxis bei gemeinsamer Ernte realistisch sein könnte, die Methanausbeuten im Vergleich zu reinem Mais nur marginal verminderte (Abb. 3).

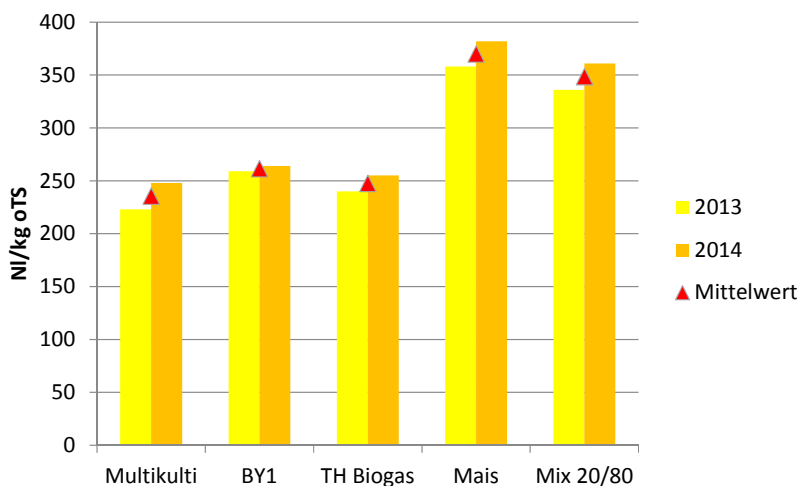


Abb. 3: Methanausbeuten einjähriger Blühmischungen im Vergleich zu Silomais bzw. in Mischung mit Mais, VS Dornburg 2013 und 2014 (© Biertümpfel)

Insgesamt ist der Anbau mehrjähriger, standortangepasster Mischungen dem einjähriger vorzuziehen. Dabei sollte neueren Mischungen besonderes Augenmerk gelten.

4 Zusammenfassung und Empfehlungen

Keine der alternativen Energiepflanzen für den Biogasbereich übertrifft den Mais bezüglich der Methanerträge je Flächeneinheit (Abb. 4).

Hier spiegelt sich der jahrzehntelange intensive Züchtungsvorsprung der Futterpflanze Mais im Verhältnis zu allen alternativen Kulturen wider und das nicht nur die Ertragsleistungen, sondern auch seine Eignung zur Vergärung/Verdauung betreffend. Von den untersuchten Arten sind am ehesten Silphie, Sorghumhirsen und Riesenweizengras in der Lage, den Mais in der Biogasanlage wirtschaftlich sinnvoll zu ergänzen. Mit Sorghum beschäftigen sich einige Züchterhäuser seit mehreren Jahren intensiver, was sich in einem breiter werdenden Sortenspektrum niederschlägt. Forschungsprojekte arbeiten ebenfalls an der Sorghumzüchtung für die Biogasproduktion (z.B. FNR 2013 bis 16). Als alternative annuelle Energiepflanzen können Sorghumhirsen in engen Fruchtfolgen eine Bereicherung sein. Bei der Silphie begannen erste Selektionsarbeiten zur Auslese biomasse- und methanreichen Pflanzenmaterials. Hier besteht auch im Anbauverfahren noch erhebliches Potenzial zur Kostensenkung und zur Optimierung der Gasausbeuten je Flächeneinheit. Eine grundlegende Überarbeitung führte bei den Blüh-

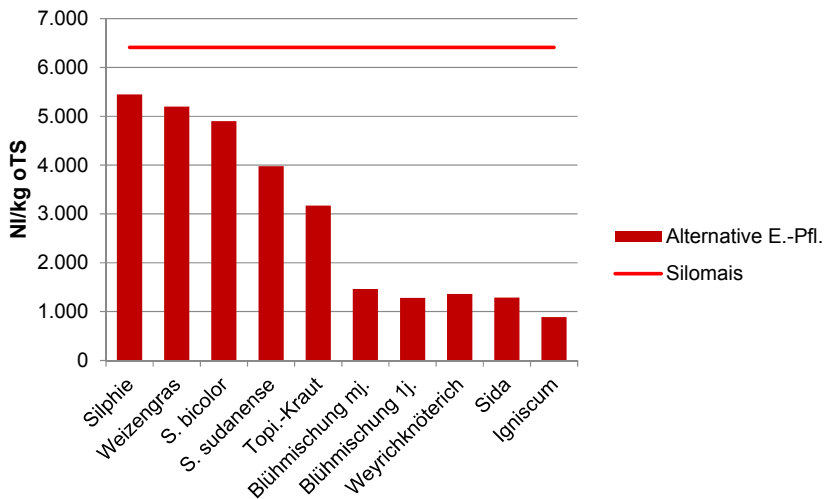


Abb. 4: Methanertrag alternativer Energiepflanzen im Vergleich zu Silomais, VS Dornburg, 2005 bis 2015 (© Biertümpfel)

mischungen zur Substratproduktion zu stabileren Methanausbeuten und damit deutlichen Verbesserungen (Vollrath und Marzini 2016).

Entscheidend ist, dass in die Gesamtbewertung alternativer Energiepflanzen auch deren ökologische Vorteile einfließen. Insbesondere ist auf die positiven Effekte ausdauernder Kulturen bezüglich des Bodenschutzes hinzuweisen. Mehrjährige Pflanzenarten tragen durch den Verzicht auf Bodenbearbeitung aktiv zur Humusakkumulation bei und verhindern durch ihre ganzjährige Bedeckung und Durchwurzelung Bodenerosion (Scheffer 2003). Gleichzeitig regeneriert sich die Bodenfauna. Durch die Erhöhung der Regenwurmaktivität entstehen mehr Grobporen und somit kann bei Starkniederschlagsereignissen in kürzerer Zeit mehr Wasser vom Boden aufgenommen werden. Zudem binden mehrjährige Kulturen, wie Silphie und auch Riesenweizengras, mineralisierten Stickstoff im Boden nach der Ernte, was die Gefahr der Nitratverlagerung deutlich reduziert und die Arten auch für einen Anbau in Wasserschutzgebieten prädestiniert. Alle betrachteten Arten tragen zur Erhöhung der Biodiversität und zur Bereicherung der Agrarlandschaft bei. Besonders interessant sind diesbezüglich die Durchwachsene Silphie und auch diverse Blümmischungen, die über einen längeren Zeitraum Nahrung für Insekten, darunter Honigbienen, liefern.

Literatur

- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2013–2016): ERA-Bioenergy: Genetische Anpassung von Sorghum-Genombasierter Züchtung einer erneuerbaren Bioenergiepflanze der zweiten Generation für Europa (GAS), FKZ 22001113,-1213,-1313
- Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (2012): Energiepflanzen - Daten für die Planung des Energiepflanzenanbaus, S. 68
- Scheffer, K. (2003): Der Anbau von Energiepflanzen als Chance einer weiteren Ökologisierung der Landnutzung, Mitt. Ges. Pflanzenbauwiss. 14, S. 114–119
- Vollrath, B.; Marzini, K. (2016): Mehr Vielfalt und rentable Biogasproduktion – mit den richtigen Blütmischungen ist beides möglich, Biogasjournal, S. 6–10

Power-to-Gas und Biogas – eine intelligente Kombination für das zukünftige Energiesystem

RAMONA SCHRÖER

1 Einleitung

Zukünftig wird bei einem weiter steigenden Anteil Erneuerbarer Energien die Energiespeicherung zum Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage eine der wichtigsten Aufgaben im Energiesystem sein. Aus heutiger Sicht ist die chemische Energiespeicherung mit dem Power-to-Gas(PtG)-Verfahren eine der wichtigsten Optionen für die Langzeitspeicherung (Henning et al. 2012, Nitsch et al. 2012, Gerhardt et al. 2015, Jentsch 2015, Schröder et al. 2015).

Mit der PtG-Technologie wird erneuerbarer Strom in die chemischen Energieträger Wasserstoff bzw. Methan umgewandelt und somit ein flexibel einsetzbarer Brennstoff erzeugt, der unabhängig von Ort und Zeit wieder rückverstromt werden kann. Der entscheidende Nachteil bei der reinen Wasserstoffnutzung ist, dass das Erdgasnetz aus technischen Gründen nur sehr begrenzte Mengen (2–5 Vol.-%) aufnehmen kann. Methan erfährt demgegenüber im Wesentlichen lediglich eine Begrenzung durch die verfügbare Transportkapazität.

Um mit dem PtG-Konzept ein nachhaltiges erneuerbares Gas herzustellen, muss das CO₂ für die Methanisierung erneuerbaren Ursprungs bzw. klimaneutral sein. Hier bietet sich das Biogas aus dem heutigen Bestand der Biogasanlagen als CO₂-Quelle an, da dies auch bei einem langfristigen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien in ausreichendem Maße zur Verfügung steht. Zudem bieten Biogasanlagen eine Reihe von Vorteilen, z.B. stellen sie das CO₂ in hoher Konzentration (40–50 Vol.-%) und mit geringem Störstoffanteil bereit. Da sich noch weitere Synergieeffekte z.B. bezüglich der Anlagenintegration und der Nutzung der Methanisierungswärme ergeben, zeichnet sich ab, dass eine intelligente Kombination dieser Verfahren besonders geeignet ist für das zukünftige Energiesystem.

Im Folgenden soll diese Verfahrenskombination und ihre Integration in das zukünftige Energiesystem vorgestellt werden.

2 Power-to-Gas: Ein Sammelbegriff

Unter dem Begriff Power-to-X (PtX) wird die Umwandlung von überschüssigem Strom in verschiedene Energieträger bezeichnet. Diese Energieträger können Wärme (Power-to-Heat), Wasserstoff oder Methan (Power-to-Gas) oder flüssige Energieträger (Power-to-Liquid) sein und dienen der alternativen Versorgung im Strom-, Gas- und Wärmemarkt sowie in der Mobilität. Es ist ebenfalls möglich die Stromüberschüsse in Chemikalien (Power-to-Chemicals) umzuwandeln.

Beim Power-to-Gas-Konzept wird der Strom in einen chemischen Energieträger in Form von Gas umgewandelt. Die Energieüberschüsse sollen aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen kommen. Sie werden in einem ersten Schritt durch Wasserelektrolyse in Wasserstoff umgewandelt. Wasserstoff kann dann durch Methanisierung in Methan umgewandelt und dezentral in das vorhandene Gasnetz eingespeist werden. In diesem Zusammenhang ist PtG ein Sammelbegriff für verschiedene Konzepte zur Erzeugung und Nutzung von Gas, die sich hinsichtlich ihrer Edukte und Produkte, der Anlagenkonstellation aber auch der Energieflüsse unterscheiden. Abbildung 1 gibt einen Überblick über die Optionen, die unter dem Begriff PtG zu finden sind.

Grundsätzlich lässt sich das Konzept PtG in den Wasserstoffweg und den Methanisierungsweg unterscheiden. Neben den technologischen Optionen zur Umsetzung der

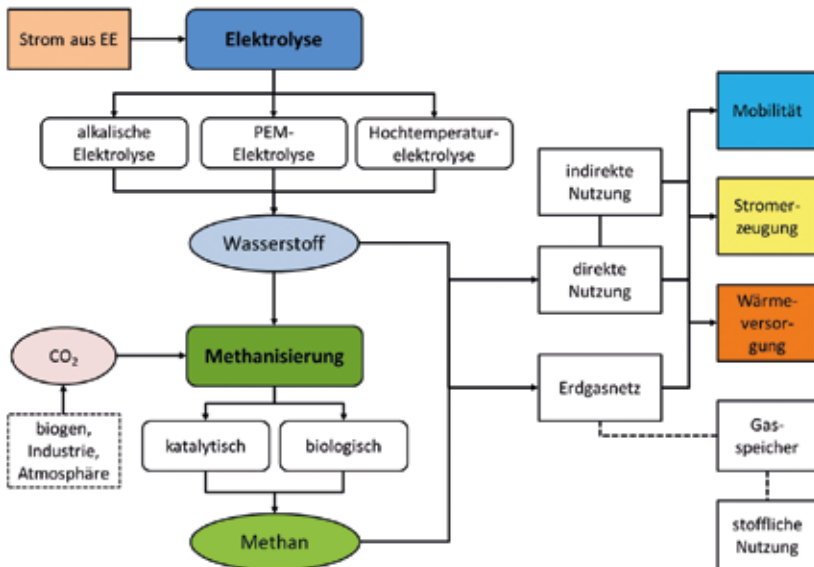


Abb. 1: Überblick der Optionen zum Sammelbegriff PtG (© IWES)

Elektrolyse und der Methanisierung sind vor allem die Art und Weise wie und welcher Strom vom Netz bezogen wird und welches CO₂ als Inputquelle genutzt wird sowie die anschließenden Nutzungswege des produzierten synthetischen Gases wichtige Unterscheidungsmerkmale.

3 Vergleich Methanisierung und Wasserstoffnutzung

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit sowohl den aus Stromüberschüssen gewonnenen Wasserstoff als auch das Methan als erneuerbares Gas zu verwenden. Es gibt viele Ansätze zur direkten Nutzung des Wasserstoffs z. B. für Industrieprozesse oder in Wasserstoff-tankstellen. Vor- und Nachteile der Methanisierung und der Wasserstoffnutzung zeigt Tabelle 1 im Vergleich.

Der über Elektrolyse von Wasser erzeugte reine Wasserstoff kann in die Gasinfrastruktur eingespeist werden, jedoch ist die erlaubte Konzentration begrenzt: Je nach Gasnetz und den nachgeschalteten Verbrauchern liegen die Grenzen zur Einspeisung von Wasserstoff bei 2–5 Vol.-% (DVGW 2008). Die Einspeisung von Methan ist nahezu unbegrenzt und im Wesentlichen nur durch die Leitungskapazität begrenzt. Aufgrund der Einspeisebegrenzungen für Wasserstoff im Erdgasnetz und der Nachteile für die nachfolgenden Verbraucher kann im Fall der Wasserstoffnutzung nicht genug Energie in Form von Wasserstoff gespeichert werden, um den zukünftigen Bedarf an chemischen Energieträgern als Langzeitspeicher zu sichern. Darüber hinaus limitieren bestimmte Erdgasnutzungen, wie z. B. Erdgastankstellen, die mögliche Einspeisekonzentration noch weiter, sodass die Zahl möglicher Einspeisepunkte begrenzt ist.

Die Methanisierung ermöglicht eine kostengünstige Speicherung und die Nutzung existierender Infrastrukturen. Aus diesem Grund und wegen der Vorteile beim Einsatz von Methan wird das PtG-Konzept, welches aus der Wasserelektrolyse und der Methanisierung besteht, im Weiteren dargestellt.

Tab. 1: Vorteile und Nachteile der Methanisierung und der Wasserstoffnutzung

	Wasserstoffnutzung	Methanisierung
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> - Ein Umwandlungsschritt weniger → Wirkungsgrad höher - Gegebenenfalls geringere Investitionskosten 	<ul style="list-style-type: none"> - Praktisch keine Beschränkungen bei der Methaneinspeisung in die vorhandene Erdgasinfrastruktur - Energiewandlungsaggregate für Methan auf der Verbraucherseite sind weitgehend vorhanden bzw. technisch verfügbar
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Gegebenenfalls Zusatzkosten für die Wasserstoffaufbereitung, z.B. für die Trocknung, O₂-Entfernung, ggf. Speicherung - Limitierte Anwendungsmöglichkeit in etablierten Prozessen, z.B. durch Auswirkungen beim Einsatz in Gasturbinen oder in Industrieprozessen - Erdgasnetz kann nur begrenzte Mengen an Wasserstoff aufnehmen: Einspeisung von Wasserstoff ist auf 5 Vol.-% begrenzt (z.T. 2 Vol.-% im Bereich von Erdgastankstellen) (DVGW 2008) 	<ul style="list-style-type: none"> - Weiterer Wandlungsschritt erforderlich (Wirkungsgradverlust) - CO₂-Quelle notwendig → Biogas geeignete CO₂-Quelle

4 Technologieüberblick/Methanisierungskonzepte

4.1 Technologieüberblick Elektrolyse

Es gibt drei Verfahren für die Wasserelektrolyse: die alkalische Elektrolyse (AEL), die Membranelektrolyse (= Proton-exchange-membrane(PEM)-Elektrolyse) und die Hochtemperaturelektrolyse (= solid oxide electrolysis cell (SOEC)).

Bei der Wasserelektrolyse wird Wasser (H₂O) durch Zugabe von Strom in Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) gespalten. Die Reaktionsgleichung lautet $2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2 \text{H}_2 + \text{O}_2$, wobei je nach Elektrolyseverfahren unterschiedliche Teilreaktionen an der Kathode und Anode stattfinden. Die Reaktion findet in der Regel bei 50 bis 80 °C und Drücken zwischen 10 und 40 bar statt. Bei der alkalischen Elektrolyse gibt es auch drucklose Anlagen.

Die alkalische Elektrolyse ist für die Deckung einer kontinuierlich benötigten Leistung seit vielen Jahren erprobt und kommerziell verfügbar. Jedoch ist für den stromnetzdienlichen Einsatz der Elektrolyse ein diskontinuierlicher Betrieb notwendig. Gearbeitet wird an der Optimierung für den dynamischen Betrieb, beim Betrieb unter Druck sowie an der Effizienz der alkalischen Elektrolyse (Schnurnberger et al. 2004). Laut Betreibern werden bereits Wirkungsgrade um 70 % erreicht.

Aktuell wird die Forschung und Entwicklung vorwiegend für die PEM-Elektrolyse durchgeführt, die sowohl hohe Wirkungsgrade verspricht als auch für den diskontinuier-

lichen Betrieb geeignet ist. Beides wurde in den ersten Demonstrationsanlagen gezeigt. Die Systemeffizienz der PEM-Elektrolyse beträgt nach Herstellerangaben z.T. über 75 %.

Bei der Hochtemperaturelektrolyse wird das Wasser dampfförmig zugeführt. Durch diese Energie kann die Zellspannung im Vergleich zur PEM- und alkalischen Elektrolyse gesenkt und hohe strombezogene Wirkungsgrade erreicht werden. Sie ist aktuell noch im Erprobungsstadium und nicht marktreif.

Bei der Einspeisung des Wasserstoffs ins Erdgasnetz oder je nach Anforderung des Methanisierungsreaktors werden zusätzlich eine Gasreinigung und Gastrocknung, Kondensatabscheider, Verdichter und Speicher benötigt.

4.2 Technologieüberblick Methanisierung

In der Methanisierung reagiert der Wasserstoff mit Kohlendioxid (CO₂) in einem Reaktor zu Methan = Synthetic Natural Gas (SNG). Für die Methanisierung können sowohl katalytische als auch biologische Verfahren zum Einsatz kommen. Einen Überblick der Methanisierungskonzepte gibt Abbildung 2.

Bei der katalytischen Methanisierung findet die Sabatier-Reaktion ($4 \text{ H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{ H}_2\text{O}$) bei hohen Temperaturen (250–550 °C) und Druck (bis 100 bar) statt. Der Reaktor kann ein Ein- oder Mehrstufenreaktor sein. Der Reaktor kann als Festbett oder Wirbelbett gebaut werden, mit 3-Phasen-Reaktoren oder strukturierten Reaktoren, wie Waben- oder Mikrokanalreaktoren. Zurzeit befinden sich mehrere Reaktorvarianten und -kombinationen in der Entwicklung bzw. Erprobung. Der Wirkungsgrad der Methanisierung (Gas zu Gas) beträgt 80 %.

Bei der biologischen Methanisierung führen Mikroorganismen die Methanisierungsreaktion bei niedrigen Temperaturen (40–70 °C) und niedrigem Druck (1–10 bar) durch. Der Reaktor kann beispielsweise als Rührkessel, Füllkörperkolonne oder Membranreaktor aufgebaut werden.

Es gibt aktuell nur wenige Demonstrationsprojekte mit Methanisierung, weil der Fokus auf der Betrachtung von PtG aus der Wasserstofferzeugung und Einspeisung ins Netz

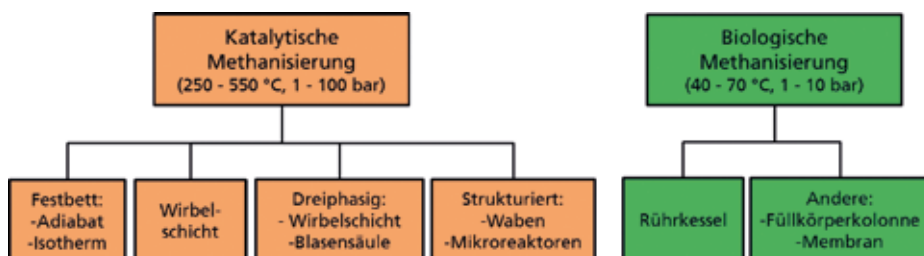


Abb. 2: Vergleich Methanisierungskonzepte (Mörs 2015, verändert)

oder der Nutzung an Tankstellen liegt. Neben der Audi-e-Gas-Anlage mit katalytischer Methanisierung wurden aktuell vor allem biologische Methanisierungsverfahren z.B. in den Projekten BioCat und BioPower2Gas umgesetzt (Waldstein 2015, Hafenbradl 2015, Reuter 2015). Trotzdem arbeiten viele Institute auch an der katalytischen Methanisierung, weil diese einige Vorteile bietet. Das Forschungsprojekt „Store&Go“ wird im Rahmen von Horizon 2020 gefördert und umfasst 27 Partner, 28 Mio. € und läuft 4 Jahre. Im Rahmen des Projekts werden 2 katalytische und 1 biologisches Methanisierungsverfahren in der Größenordnung von 200 bis 1.000 kW untersucht (Frank 2016).

Das benötigte CO₂ wird häufig aus Biogas gewonnen.

Die Nutzung des CO₂ kann auf zwei Wegen erfolgen: es kann aus dem Biogas mithilfe einer Aufbereitungsanlage abgetrennt werden oder es kann als Biogas (Methan und CO₂ Mischung) direkt in der Methanisierung eingesetzt werden. In Zukunft können weitere CO₂-Quellen verwendet werden, wie z.B. Zementwerke, chemische Prozesse oder Kohle- und Biomassekraftwerke sowie CO₂ aus der Luft (an der Abscheidung aus der Luft arbeitet die Fa. Climeworks (Kronenberg 2015)). Diese Wege müssen jedoch noch hinsichtlich ihrer Systemkosten aufgrund Gasreinigung, Hilfsenergiebedarf, Nutzungsmöglichkeit der Methanisierungswärme usw. untersucht werden.

Katalytische Methanisierung

Je nach Technologie sind neben dem Methanisierungsreaktor zusätzliche Systemkomponenten erforderlich. Wenn eine alkalische Elektrolyse und eine katalytische Methanisierung mit Nickel als Katalysator kombiniert werden, ist eine Wasserstoffreinigung mit Sauerstoffabscheidung notwendig. Darauf kann jedoch in der Regel bei einer PEM-Elektrolyse verzichtet werden, da eine wesentlich höhere Reinheit erzielt werden kann. Da viele Arten von Reaktoren für die katalytische Methanisierung nicht dynamisch genug betrieben werden können, wird ein Wasserstoffspeicher benötigt, um die Elektrolyse und Methanisierung zu entkoppeln.

Der Entwicklungs- und Optimierungsbedarf besteht bei den genannten Komponenten vor allem für den Reaktor und die Verbindung der ansonsten standardisierten Komponenten zu einer Anlage. Der Reaktor muss einfach und robust aufgebaut sein und die Erreichung eines guten Gleichgewichtszustandes mit hohen Methankonzentrationen möglichst in einer Reaktorstufe ermöglichen. Wichtig sind eine hohe Dynamik des Reaktors mit einem schnellen Anlaufverhalten und ein guter Wärmeabtransport, um die Bildung von Hotspots zu vermeiden.

Das Biogas wird vor der Zugabe in den Methanisierungsreaktor entschwefelt. Die Reaktion findet bei Temperaturen zwischen 300 und 500 °C und bei hohen Drücken statt. Das austretende Produktgas beinhaltet Wasserdampf. Um das Gas zu trocknen, wird es

abgekühlt und das Wasser auskondensiert. Da die Sabatier-Reaktion stark exotherm ist, wird Wärme frei, die abgeführt werden muss.

Die Wärme kann eingesetzt werden, wenn ein geeigneter Wärmeverbraucher vor Ort zur Verfügung steht. Die Wärme der Elektrolyse kann bei 50–70 °C genutzt und z. B. im Fermenter der Biogasanlage verwendet werden. Die Wärme der Methanisierung kann bei mehr als 100 °C ausgekoppelt werden und eignet sich daher für den Einsatz in Industrieprozessen und zur Wärmeversorgung von Gebäuden oder zur Einspeisung in ein Fernwärmenetz.

Katalytische Methanisierungen haben den Vorteil, dass sie im Vergleich zur biologischen Methanisierung aufgrund der hohen Reaktionstemperaturen und -drücke sehr hohe Leistungsdichten erzielen können und damit kompakt gebaut werden können. Da das chemische Gleichgewicht der Sabatier-Reaktion bei niedrigen Temperaturen liegt, werden jedoch nicht so hohe Umsatzraten erzielt. Typischerweise wird daher die Reaktionstemperatur zu Beginn hoch und am Ende des Reaktors niedrig gewählt. Dies kann durch mehrstufige Verfahren mit mehreren Reaktoren in Serie und der Gaszwischenkühlung realisiert werden, wie dies z. B. bei der Festbettmethanisierung umgesetzt wird.

Biologische Methanisierung

Die Umsetzung von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid zu Methan und Wasser findet durch Mikroorganismen statt. Es ist dieselbe Reaktionsgleichung wie die katalytische CO₂-Methanisierung. Die Temperatur beträgt 40–70 °C und das Wasser liegt flüssig vor, bei einer Reaktionsenthalpie von $\Delta H_R^0 = -253 \text{ kJ/mol}$. Um einen hohen Wasserstoffumsatz (90 %) zu erreichen, sind Gasverweildauern von 0,7–2 h sowie eine starke Durchmischung durch Rühren (100–400 U/min) notwendig. Der Stofftransport ist – bedingt durch die niedrige Löslichkeit von H₂ – limitiert (Jochum 2015).

Mikrobiologische Grundlagen und Reaktionsbedingungen sind hinreichend bekannt. Entwicklungsbedarf besteht bei der Reaktorausführung, um optimale Gasbildungsraten bei minimalem Energieertrag zu erzeugen. Dazu werden leistungsfähige Mikroorganismen in hohen Konzentrationen bei gleichzeitig gutem H₂-Stofftransport benötigt. Eine erhöhte Temperatur kann ebenso wie ein erhöhter Druck zu einer verbesserten Leistung des Prozesses beitragen. Die Verfahrenstechnik des Prozesses spielt somit für die optimale Methanproduktion eine entscheidende Rolle.

Mögliche Verfahrenskonzepte zur biologischen Methanisierung sind die In-situ-Methanisierung und die Methanisierung im separaten Reaktor. Bei der In-situ-Methanisierung erfolgt die direkte Einbringung des Wasserstoffs in den Fermenter der NawaRo bzw. Reststoff-BGA oder des Faulturms der Kläranlage (Graf et al. 2014). Dies führt zu

einer zusätzlichen Methanbildung im Fermenter und steigert somit die Methankonzentration im Biogas. Es werden keinen speziellen methanogenen Mikroorganismen, sondern die Bakterien der Biogasanlage genutzt. Die Methankonzentration wird zwar erhöht, kann jedoch nicht auf Einspeisequalität gebracht werden. Das angereicherte Biogas kann danach verstromt oder aufbereitet werden.

Bei der biologischen Methanisierung im separaten Reaktor bei erhöhtem Druck mit einer Mikroorganismen-Reinkultur können Rohbiogas und CO₂-reiches Schwachgas aus der Gasaufbereitung als CO₂-Quelle dienen. Die Wärme aus dem Methanisierungsprozess fällt auf niedrigem Niveau an (maximal 70 °C) und kann nur bedingt verwertet werden. Der Prozess hat eine hohe Toleranz gegenüber typischen Katalysatorgiften (Graf et al. 2014). Derzeitige Projekte beziehen sich auf dieses Verfahrenskonzept mit einem separaten Fermenter.

Aktuelle Untersuchungen zeigen, dass die Gasqualitäten beim An- und Abfahren wenig schwanken. Im Labor- und kleinerem Technikumsmaßstab haben sich die Verfahren bewährt. Aktuell sind mehrere Anlagen im Pilot- oder Demonstrationsmaßstab in Betrieb.

Die Vorteile der biologischen Methanisierung sind hohe Wirkungsgrade, dass keine Endprodukthemmung vorhanden ist und Methangehalte über 95 % möglich sind. Außerdem sind die Mikroorganismen weitgehend unempfindlich gegenüber weiteren Komponenten im Gas wie z. B. Schwefelwasserstoff oder Sauerstoff. Herausforderungen sind die Umsatzgeschwindigkeiten und damit die Baugröße, die Prozesskontrolle, die Stand- und Ansprechzeiten und die Wartungsintensität (Dröge 2015).

Vergleich der katalytischen und biologischen Methanisierung

Im der folgenden Tabelle 2 sind Vor- und Nachteile der katalytischen und biologischen Methanisierung zusammengefasst. Vorteile der katalytischen Methanisierung sind die hohen Reaktionsgeschwindigkeiten und damit verbundenen kleinen Reaktoren, gute Nutzungsmöglichkeiten der Reaktionswärme aufgrund der hohen Temperatur und die kommerzielle Verfügbarkeit. Vorteile der biologischen Methanisierung liegen in der Robustheit des Verfahrens bzgl. der Eduktgasbeschaffenheit (z.B. Schwefelwasserstoff) und im Lastwechselverhalten. Sie weisen ein großes Potenzial für verfahrenstechnische Optimierungen auf, sind jedoch eher für kleinere bis mittlere Anlagengrößen geeignet.

Tab. 2: Vorteile und Nachteile der katalytischen und biologischen Methanisierung (Mörs 2015, verändert)

	Katalytische Methanisierung	Biologische Methanisierung
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> - Gute Nutzbarkeit der Reaktionswärme durch höheres Temperaturniveau - Hohe Reaktionsraten/Reaktionsgeschwindigkeit → kleine Reaktoren - Gute Skalierbarkeit - Geringer Energiebedarf - Einige Reaktorkonzepte sind kommerziell verfügbar (Festbett) 	<ul style="list-style-type: none"> - Hohe CH₄-Konzentrationen möglich - Robust gegenüber Gasqualitätsschwankungen und Lastwechsel
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Begrenzung in der Methankonzentration aufgrund des Gleichgewichts - Wärmekonzepte: Beherrschung des Wärme-freisetzung - Katalysatorgifte 	<ul style="list-style-type: none"> - Geringe Reaktionsraten → große Reaktoren - Herausforderung: Einbringung/Übergang des Gases in die Flüssigkeit - Skalierungsbeschränkung, eher für kleine bis mittlere Anlagengrößen geeignet - Problem der Erhöhung der Konzentration der Mikroorganismen - Eigenenergieverbrauch - Wärmenutzung

5 Kombination von Biogas- und Power-to-Gas-Anlagen

Um mit dem PtG-Konzept ein nachhaltiges erneuerbares Gas herzustellen, muss das CO₂ für die Methanisierung erneuerbaren Ursprungs bzw. klimaneutral sein. Hier bietet sich das Biogas aus dem heutigen Bestand der Biogasanlagen als CO₂-Quelle an, da Biogas auch bei einem langfristigen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien in ausreichendem Maße zur Verfügung steht. Zudem bieten Biogasanlagen eine Reihe von Vorteilen. Sie stellen das CO₂ in hoher Konzentration (40–50 Vol.-%) bereit und es sind wenige störende Begleitelemente vorhanden, da das Gas fast ausschließlich aus Methan und CO₂ besteht. Außerdem kann bei Biogasanlagen die bereits vorhandene Infrastruktur für die Integration von PtG-Anlagen genutzt werden. Biogasanlagen sind kostengünstige CO₂-Quellen und bieten zudem eine Senke zur Rückführung der Prozesswärme in die Biogasanlage.

Für die Kombination von PtG-Anlage und Biogasanlage können Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung, aber auch Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung genutzt werden.

Kombination von PtG-Anlage und Biogasanlage mit Biogasaufbereitung

Basis für die Kombination ist eine konventionelle Aufbereitungsanlage von Biogas zur Einspeisung in das Erdgasnetz. Das bei der Biogasaufbereitung anfallende CO_2 -reiche Schwachgas wird in den Reaktor der Methanisierungsanlage geleitet. Je nach Biogasaufbereitungsverfahren sind ggf. vorherige Reinigungsstufen des vom Biogas abgetrennten Schwachgases, die Verdichtung auf Betriebsdruck der Methanisierung und bei der Druckwasserwäsche auch eine Abscheidung der Strippluft aus dem abgeschiedenen CO_2 -Strom notwendig. Das CO_2 wird im Reaktor zu Methan umgewandelt und kann anschließend ins Erdgasnetz eingespeist werden. Bei entsprechend ausreichender Dimensionierung der Einspeiseanlage kann diese zur SNG-Einspeisung mit genutzt werden oder es muss eine zusätzliche Einspeiseanlage für die SNG-Einspeisung installiert werden. Abbildung 3 zeigt die Kombination der PtG- und der Biogasanlage. Beim dem Konzept wird das ungenutzte CO_2 zum Energieträger Methan umgewandelt, welcher in großen Mengen und über längere Zeit in der bestehenden Infrastruktur gespeichert werden kann.

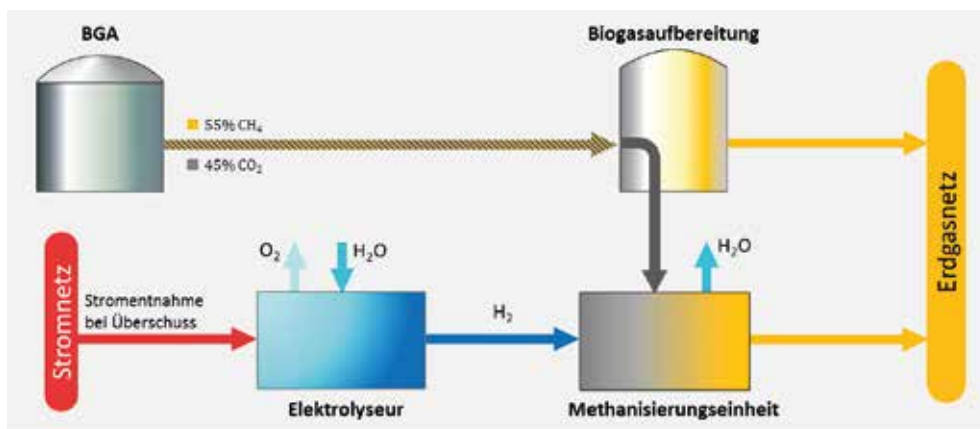


Abb. 3: Kombination von PtG-Anlage und Biogasanlage mit Biogasaufbereitungsanlage (© IWES)

Kombination von PtG-Anlage und Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung

Neben der Nutzung des Schwachgases aus Biogasaufbereitungsanlagen ist die Direktmethanisierung eine Option zur Nutzung von CO_2 aus Biogas. Dabei wird das Biogas ohne vorherige CO_2 -Abtrennung in der Methanisierung eingesetzt. In diesem Fall fungiert die PtG-Anlage als Biogasaufbereitungsanlage. Dieses Konzept ist besonders geeignet für Biogasanlagen, die aktuell über eine Vor-Ort-Verstromung verfügen, da sie als potenzielle CO_2 -Quelle infrage kommen, ohne dass eine teure Gasaufbereitung integriert werden muss. Abbildung 4 zeigt die Kombination der PtG- und der Biogasanlage. Das Rohbiogas

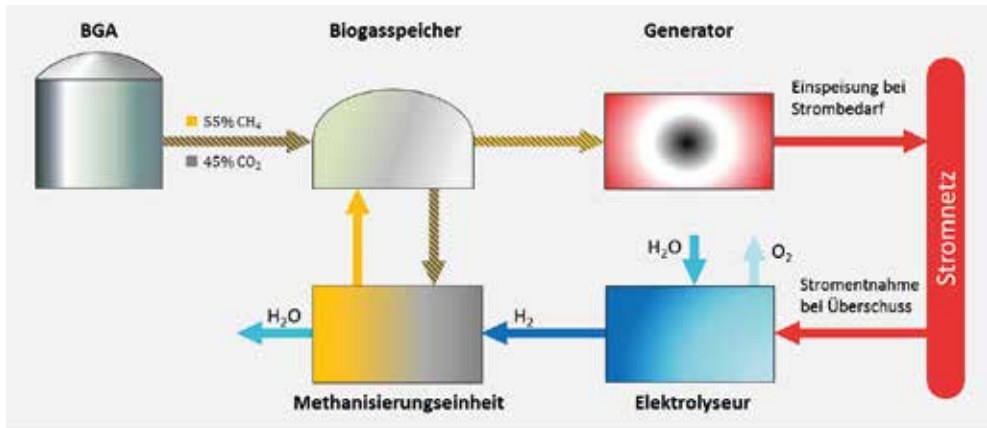


Abb. 4: Kombination von PtG-Anlage und Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung: Direktmethanisierung von Biogas, Zwischenspeicherung des CH_4 und Stromproduktion (© IWES)

wird beim Betrieb der PtG-Anlage aus dem Biogasspeicher entnommen, verdichtet und entschwefelt und dann in den Reaktor der Methanisierungsanlage geleitet. Das CO_2 aus dem Biogas wird im Reaktor zu Methan umgewandelt. Das erzeugte SNG wird in den Biogasspeicher geleitet und somit das Methan vor Ort gespeichert und bei Strombedarf später mit verstromt. Durch die PtG-Anlage wird die Methankonzentration im Biogas gesteigert. Je nach Größenverhältnis der Biogasanlage zur Methanisierungseinheit kann auch ein externer Gasspeicher notwendig werden. Durch das Konzept werden die Biogasanlagen zu Energiespeichern ausgebaut. Es ist für solche Standorte sinnvoll, an denen die Randbedingungen für den Bau einer Gaseinspeisung ungünstig sind. Die Anlagen können dann eine deutlich erweiterte Systemdienstleistung im Stromnetz anbieten, verfügen aber nicht über eine Kapazität zur Langfristspeicherung.

6 Fraunhofer IWES-PtG-Aktivitäten und Projekte

Das Fraunhofer IWES verfolgt im Bereich der Technologieentwicklung zurzeit die Direktmethanisierung von Biogas. Dazu wurden in den letzten Jahren verschiedene Projekte durchgeführt, wie z.B. die Voruntersuchungen zu Standorten und Standortbewertungen.

Im Jahr 2012/13 integrierte das IWES eine PtG-Anlage in eine Biogasanlage, nahm sie in Betrieb und betrieb die Anlage über mehrere Monate und bewies erstmalig die technische Machbarkeit der direkten Methanisierung von Biogas ohne vorherige Abtrennung des CO_2 . Es wurden aber auch Defizite wie ein träges Anlaufverhalten und die störanfällige Wärmeauskopplung des damals eingesetzten Methanisierungsreaktors festgestellt.

Mit den damit gewonnenen Erkenntnissen hat das Fraunhofer IWES ein neues, für einen dynamischen Betrieb geeignetes Methanisierungsverfahren entwickelt. Neben der deutlich besseren Dynamik bietet dieser Ansatz große Vorteile bei der Wärmeauskoppelung über eine Trägerflüssigkeit. Dadurch kann ein sehr kompakter, gut skalierbarer und preiswerter Reaktor realisiert werden.

In einem weiteren Projekt wurde am Fraunhofer IWES ein Laborreaktor realisiert und erfolgreich betrieben. Auf Basis der Laborergebnisse werden Optimierungen der Anlagenkonfiguration erarbeitet und die schrittweise Skalierung der Technologie vorangetrieben.

50-kW-PtG-Anlage mit Direktmethanisierung

Die erste Realgasanlage mit einer Elektrolyseleistung von ca. 50 kW_{el} wird aktuell in einem neuen Projekt im Hessischen Biogasforschungszentrum in Bad Hersfeld durch die Einbindung der PtG-Technologie in die dort vorhandene Versuchsbiogasanlage realisiert. Die Skalierung vom Labor auf eine Pilotanlage mit 50 kW_{el}, die Integration in eine Biogasanlage und der Einsatz von Realbiogas haben die Ziele, die Technologie zu erproben und weiter zu entwickeln und 500 kW_{el}-Pilot- und Demonstrationsanlagen vorzubereiten.

Die PtG-Anlage umfasst eine PEM-Elektrolyse (kommerzieller Elektrolyseur) mit einer Leistung von 50 kW_{el}, die Methanisierung des Wasserstoffs in einem katalytischen Reaktor mithilfe der Direktmethanisierung des im Biogas vorhandenen CO₂ sowie verbindende Komponenten und Schnittstellen innerhalb der Anlage wie Gasversorgung, Kühlkreislauf, MSR-Technik und die Kopplung mit der Elektrolyse. Wichtige Schritte sind Aufbau, Integration und Inbetriebnahme der PtG-Anlage auf dem Eichhof und die Integration in die Versuchsbiogasanlage des IWES und der Einsatz von Realbiogas zur Untersuchung des kombinierten Betriebs von Biogasanlage und PtG-Anlage. Der anschließende Versuchsbetrieb dient der Entwicklung der anlagentechnischen Details und Untersuchung der Betriebsweisen, der Untersuchung des Kopplungsverhaltens von Elektrolyse und Methanisierung sowie des Nachweis des dynamischen Betriebs der PtG-Anlage. Das Projekt wird vom Hessischen Ministerium für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz gefördert.

7 Potenziale

Viele Studien zeigen, dass PtG als Langzeitspeicher in einem System mit hohen Anteilen an Erneuerbaren Energien notwendig ist (Henning et al. 2012, Nitsch et al. 2012, Trost et al. 2012, Jentsch 2015, Gerhardt et al. 2015, Schröder et al. 2015). Zudem hat PtG einen wichtigen systemischen Nutzen für das Stromversorgungssystem bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien und wird für eine wirtschaftliche Umsetzung dieses Systems zwingend benötigt (Jentsch 2015, Schröder et al. 2015). Bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien ist der Einsatz von PtG kostengünstiger als der Zubau weiterer Erzeugerleistungen.

Die Methanisierung von Stromüberschüssen im Biogaskontext kann die Nutzung von Teilen der heute vorhandenen Biogasanlageninfrastruktur in Form von etwa 9.000 Anlagen (Fachverband Biogas e.V. 2016) steigern, indem sie den Gesamtenergieumsatz sowie den Nutzenergieoutput steigert, ohne weitere Biomassemengen umzusetzen. Durch die Direktmethanisierung des CO_2 aus dem Biogas können sich perspektivisch – geeignete Marktmechanismen vorausgesetzt – neue Geschäftsmodelle für landwirtschaftliche Biogasanlagen ergeben, was vor allem für die Biogasanlagen nach Auslaufen der Förderung nach dem EEG eine relevante Zukunftsperspektive darstellen kann.

Um sich an die neuen Absatzbedingungen auf dem Energiemarkt anzupassen, haben die Betreiber die Möglichkeit ihre Biogasanlagen durch eine PtG-Anlage zu optimieren und zu flexibilisieren. Damit tragen sie zur Versorgungssicherheit und zur Wertschöpfung ländlicher Regionen bei.

Aufgrund der spezifischen Kosten für zukünftige PtG-Anlagen sollten diese eine vom Elektrolyseur aufgenommene Mindestleistung von 1 MW_{el} aufweisen. Der zur Methanisierung erforderliche CO_2 -Volumenstrom für den Betrieb einer 1-MW_{el} -PtG-Anlage beträgt $50\text{--}60 \text{ m}^3/\text{h} \text{ CO}_2$ bzw. ca. 130 m^3 Rohbiogas/h bei einem durchschnittlichen CO_2 -Gehalt von 45 Vol.-% im Rohbiogas. Dies wird bereits von Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von etwa 250 bis $270 \text{ kW}_{\text{el}}$ gewährleistet. Somit sind auch kleinere landwirtschaftliche Biogasanlagen prinzipiell für die Kombination mit PtG-Anlagen geeignet. Eine Umsetzung ist jedoch durch individuelle Standortanalysen zu prüfen.

Basierend auf der Auswertung der Anlagengrößen für zwei Bundesländer zeigt sich, dass ungefähr 50 % der Biogasanlagen grundsätzlich als Standorte für kommerzielle PtG-Anlagen mit mindestens 1 MW_{el} infrage kommen. Technische Voraussetzungen (wie z.B. der Gasnetzzugang) sind jedoch anlagenspezifisch zu prüfen. Für kleinere Biogasanlagen ist ggf. eine Speicherung des Biogases oder die Verschaltung der Biogasströme mehrerer Anlagen denkbar.

Die in Deutschland installierten Biogasanlagen mit Gasaufbereitung bieten die Option für größere PtG-Anlagen. So liefert eine Biogasanlage mit 700 Nm³/h Rohbiogas genug CO₂ für eine 5-MW_{el}-PtG-Anlage.

Laut Branchenzahlen des Fachverbands Biogas für 2016 können auf Basis der dort genannten Biogasanlagen insgesamt CO₂-Ströme für die Methanisierung von ca. 70 TWh/a SNG bereitgestellt werden.

8 Zusammenfassung

Die PtG-Technologie ist als Langzeitspeicher in einem System mit hohen Anteilen an Erneuerbaren Energien notwendig. Diese Technologie ist gleichzeitig für die Phase des Umbaus des Energiesystems sehr wertvoll, weil sie einen erneuerbaren chemischen Energieträger für alle Energiesektoren liefert.

PtG nutzt das Erdgasnetz zur Speicherung des erneuerbaren Gases. Die hohe Speicherkapazität des Erdgasnetzes von ca. 200 TWh_{th} kann nur durch den Einsatz von Methan im Gegensatz zu Wasserstoff genutzt werden. Deswegen muss die Methanisierung ein Teil des PtG-Konzepts sein. Für die Methanisierung werden CO₂-Quellen benötigt. Biogasanlagen sind geeignete CO₂-Quellen und durch sie können große Mengen an erneuerbarem CO₂ bereitgestellt werden. Neben der Nutzung des Schwachgases aus Biogasaufbereitungsanlagen ist die Direktmethanisierung eine Option zur Nutzung von CO₂ aus Biogas womit die grundsätzliche Nutzung aller Biogasanlagen möglich wird. Dabei wird das Biogas ohne vorherige CO₂-Abtrennung in der Methanisierung eingesetzt. In diesem Fall fungiert die PtG-Anlage als Biogasaufbereitungsanlage.

PtG unterstützt die Funktion der Biomasse als flexibel einsetzbaren Energieträger. Gleichzeitig wird insbesondere Wert auf eine nachhaltige, umweltverträgliche und effiziente Nutzung der vorhandenen Biomasse gelegt. Die PtG-Technologie bietet die Möglichkeit, vorhandene ländliche Biogasanlagen flexibler zu betreiben und mehr erneuerbares Methan zu produzieren ohne mehr Biomasse einzusetzen. Diese Mengen erneuerbaren Methans können über die Speicherung und den Transport im Erdgasnetz anderen Sektoren wie Wärme und Verkehr zur Verfügung gestellt werden.

Die Ausführungen zeigen, dass die Kombination von Biogas- und PtG-Anlagen viele Vorteile hat und diese eine nachhaltige Lösung für die Langzeitspeicherung bildet und ein wichtiges Element ist für die Transformation des Energiesystems hin zu hohen Anteilen an erneuerbaren Energien.

Literatur

- Dröge, S. (2015): Biologische Methanisierung im Rieselstromreaktor unter thermophilen Bedingungen, Vortrag bei Otti-Fachforum Biologische Methanisierung, Regensburg, 11.11.2015
- DVGW (2008): Arbeitsblatt DVGW-G 260 „Gasbeschaffenheit“. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn
- Fachverband Biogas e.V. (2016): Branchenzahlen 2015 und Prognose der Branchenentwicklung 2016, Stand Juli 2016
- Frank, E. (2016): Power-to-Gas plants in Switzerland – operational experiences, Vortrag bei 5th Conference Power-to-Gas – and Power-to-X for Europe’s Energy Transition, Düsseldorf, 16.03.2016
- Gerhardt, N. et al, (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr: Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung; Förderkennzeichen: 0325444 A, B, C; 2015 (Fraunhofer IWES; Fraunhofer IBP; IFEU; Stiftung Umweltenergierecht)
- Graf, F.; Krajete, A.; Schmack, U. (2014): Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten, Abschlussbericht, DVGW 2014
- Hafenbradl, D. (2015): Energiespeicherung mit Archaeen – Der Weg vom Labor zum Verbraucher, Vortrag bei Otti-Fachforum Biologische Methanisierung, Regensburg, 11.11.2015
- Henning, H.-M.; Palzer, A. (2012): 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 12. November 2012
- Jentsch, M. (2015): Analyse von Power-to-Gas-Energiespeichern im regenerativen Energiesystem – Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem, Dissertation 2014 Universität, Kassel, Fraunhofer Verlag, Stuttgart
- Jochum, O. (2015): Biologische Methanisierung – Untersuchung der Umsatzraten unter variierenden Betriebsparametern, Vortrag bei Otti-Fachforum Biologische Methanisierung, Regensburg, 11.11.2015
- Krautkremer, B. (2016): Power-to-Gas: Aktuelle Forschungspfade und praktische Erprobung, Vortrag bei Faktencheck Speicher in der Energiewende: Potenziale von Power-to-X Technologien und Sektorkopplung in Hessen, Gießen, November 2016
- Krautkremer, B. (2015): Power-to-Gas – das Gasnetz zur Langzeitspeicherung, Vortrag bei 22. CARMEN-Forum: „Energiespeicher – Schlüssel zur Energiewende?!“, Straubing, März 2015
- Kronenberg, D. (2015): Capturing CO₂ from Air, Vortrag bei 4th Conference Power-to-Gas – Renewable Fuels for Europe’s Energy Industry, Düsseldorf, 11.03.2015
- Mörs, F. (2015): Vergleich von biologischen und katalytischen Methanisierungskonzepten, Vortrag bei Otti-Fachforum Biologische Methanisierung, Regensburg, 11.11.2015

- Nitsch, J.; Gerhardt, N.; Wenzel, B. et. al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. BMU-Leitstudie 2011. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/studielangfristszenarien.pdf?jsessionid=2523790D341292F749287D90F516BC4E?__blob=publicationFile&t=4 (letzter Abruf 07.07.2015)
- Reuter, M. (2015); Projekt BioPower2Gas – Die erste biologische Methanisierungsanlage zur Erzeugung von Biokraftstoff, Vortrag bei Otti-Fachforum Biologische Methanisierung, Regensburg, 11.11.2015
- Schnurnberger, W.; Janßen, H.; Wittstadt, U. (2014): Wasserspaltung mit Strom und Wärme, FVS Themen 2004
- Schröer, R.; Kötter, E.; Schneider, L. (2015): Die Rolle von Power-to-Gas in der zukünftigen Stromversorgung – Das optimierte Stromversorgungssystem bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien am Beispiel der Modellregion Trier-Amprion 5; Abschlussbericht zum Verbundvorhaben „100% EE durch PtG“: Das Power-to-Gas Verfahren als Energiespeicher in einer dezentral organisierten Landschaft fluktuierend einspeisender rein erneuerbarer Energien; TIB 2015
- Waldstein, G. (2015): Termingerechte Vermarktung von volatilem Strom – Was kann PtG dazu heute leisten?, Vortrag bei DBI-Fachforum Energiespeicher, Berlin, 16.09.2015

Biologische Methanisierung von Wasserstoff zu Biomethan – Möglichkeiten und Grenzen

HANS OECHSNER, BERNHARD LECKER, LUKAS ILLI, TIMO ULLRICH, ANDREAS LEMMER

1 Einleitung

Es ist unumgänglich, die Energieversorgung der Industriestaaten von einer fossilen Prägung zu lösen und den Anteil Erneuerbarer Energie zu erhöhen. Dies ist in Deutschland für den Bereich Strom schon relativ weit fortgeschritten; derzeit wird ca. 32 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt (Agentur für Erneuerbare Energien 2016). Das politische Ziel, bis 2020 einen Anteil von 35 % zu erzielen, ist durchaus erreichbar, wenngleich die gänzliche Abkehr von den bisherigen Bedingungen des EEG sehr schnell dazu führen wird, dass besonders im Bereich Biogasanlagen nach Ablauf der 20-jährigen Bindungsfrist diese Anlagen aus ökonomischen Gründen mehr und mehr aus der Produktion scheiden werden. Die Anteile Erneuerbarer Energien für die Wärmebereitstellung und für die Nutzung im Verkehrssektor sind mit 13,4 bzw. 5,1 % vergleichsweise bescheiden und bieten erhebliche Ausbaupotenziale (BMW 2017). Der Bereich der Rohstofflieferung aus erneuerbaren Quellen zeigt ebenfalls erheblichen Steigerungsbedarf.

Der Anteil der Stromproduktion auf der Basis von Windenergie und Fotovoltaik wird in den kommenden Jahren weiter steigen; auch in anderen Ländern der EU nimmt insbesondere der Anteil der Windenergie an der Stromproduktion zu. Da die Erzeugung dieser Energieformen allerdings von den jeweiligen Wetterbedingungen abhängt, kann die Produktion von Strom aus diesen beiden fluktuierenden Quellen nicht gesteuert werden. Anders bei Strom aus Biomasse, insbesondere Biogas: Dort besteht die Möglichkeit, flexibel und angepasst an den Bedarf Strom zu erzeugen bzw. sogar die Produktion aus fluktuierenden Quellen kurzfristig und saisonal auszugleichen. Das geht zunächst über die Zwischenspeicherung von Biogas in größeren Biogaslagern und dessen gezielter Verbrennung zu Spitzenbedarfszeiten.

Die Speichermöglichkeiten für Strom sind bisher sehr begrenzt und können im Wesentlichen über Pumpspeicherkraftwerke verwirklicht werden. Hierbei liegt derzeit aber nur eine Speicherkapazität in begrenztem Umfang für weniger als 1 Stunde des deutschen Gesamtbedarfs vor (Specht 2009). Der weitere Ausbau dieser Kraftwerke stößt an Grenzen der Verfügbarkeit geeigneter Standorte und Akzeptanz der Bevölkerung. Intensiv werden derzeit auch Batteriespeicher beforscht. In puncto Speicherpotenziale, Lebensdauer und Speicherkosten stellt dieses Verfahren jedoch noch keine technisch realisierbare Alternative dar. Zudem würde der Ausbau dieser Speicherinfrastruktur hohe

Investitionen erfordern. Ergänzend erfordert der Ausbau der Erneuerbaren Energien auch eine deutlich leistungsfähigere Infrastruktur zum Strom- bzw. Energietransport.

„Power-to-Gas-Konzepte“ stellen eine sehr interessante Erweiterung der Energieversorgungsstruktur dar. Dabei wird überschüssiger Strom aus fluktuierenden Quellen in den chemischen Energieträger Methan überführt. Dieses kann sehr gut und problemlos im vorhandenen Erdgasnetz zwischengespeichert werden. Die Umformung erfordert zwei Verfahrensschritte: Der Strom wird zunächst über eine Elektrolyse in Wasserstoff überführt. Dieser kann dann zusammen mit Kohlenstoffdioxid entweder auf katalytisch-chemischen Weg (Sabatier-Prozess) oder biologisch mithilfe von Mikroorganismen in Methan umgewandelt werden. Für die biologische Wasserstoffmethanisierung bieten sich besonders Biogasanlagen an, da in diesen Anlagen die entsprechenden Methanbakterien immer ein Teil der Prozesskette sind (Götz et al. 2016). Besonders die hydrogenotrophen Vertreter der Methanbakterien sind im Biogasfermenter immer vorhanden und können zudem noch Kohlenstoffdioxid nutzen, das im parallel laufenden Biogasprozess entsteht. Das Grundprinzip der biologischen Methanisierung ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt. Durch die Verknüpfung der Stromnetze mit den Erdgasnetzen über die Power-to-Gas-Technologie werden vorhandene, sehr große Speicher- und Transportkapazitäten

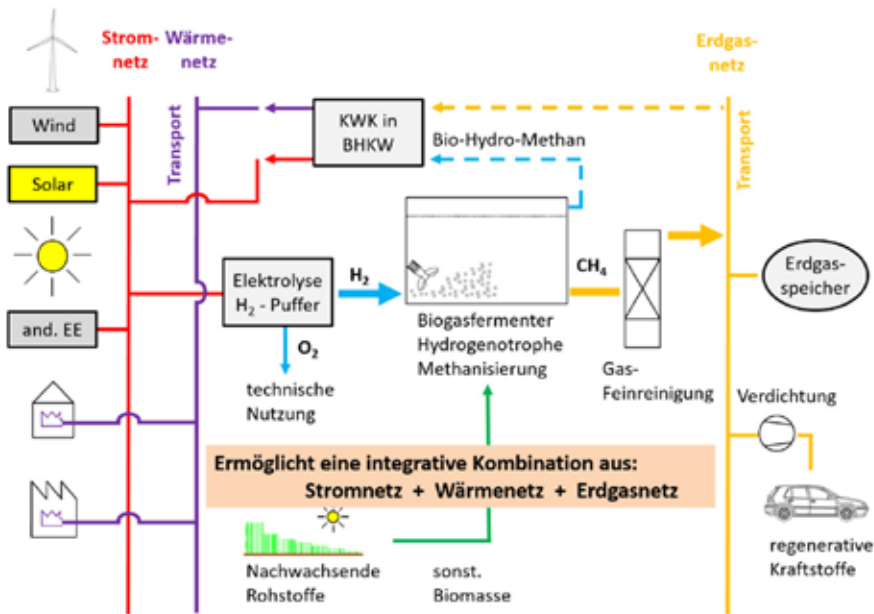


Abb. 1: Schema von Power-to-Gas bei Nutzung der biologischen Wasserstoffmethanisierung (Oechsner 2013)

des Erdgasnetzes für elektrische Energie erschlossen. Über die Nutzung des Erdgases bzw. Biomethan über Blockheizkraftwerke (BHKW) werden darüber hinaus die drei Energieversorgungssysteme Strom, Erdgas und Wärme vernetzt. Die technisch relevanten Parameter der biologischen Methanisierung werden derzeit in verschiedenen Untersuchungen erarbeitet.

2 Material und Methoden

Die biologische Methanisierung ist prinzipiell vielfältig und erlaubt verschiedene Konzepte zur Einbindung in den Verfahrensablauf (Lecker et al. 2017).

Geht man davon aus, dass existierende Biogasanlagen verwendet werden sollen, liegt es nahe, Wasserstoff direkt in den Fermenter einzublasen. Ein Schema dieses Systems ist in Abbildung 2a dargestellt. Wenn die hydrogenotrophen Mikroorganismen in der Lage sind, diesen Wasserstoff direkt zu nutzen, können sie das Kohlenstoffdioxid, das ohnehin im Biogasprozess entsteht und im Wesentlichen in der Flüssigkeit gelöst als Kohlensäure vorliegt, aufwerten. Hierbei ist allerdings auch zu beachten, dass ein gravierender Anstieg des Wasserstoffpartialdrucks im Fermenter durchaus zu einer Hemmung der Biogasproduktion führen kann. Speziell der Propionsäureabbau kann hier gestört werden, was letztendlich zum Umkippen des Prozessablaufes führen würde. In Untersuchungen ist zu klären, unter welchen Bedingungen ein optimaler Verfahrensablauf möglich ist. Hierbei spielt die optimale Versorgung der Mikroorganismen mit Nährstoffen eine wichtige Rolle.

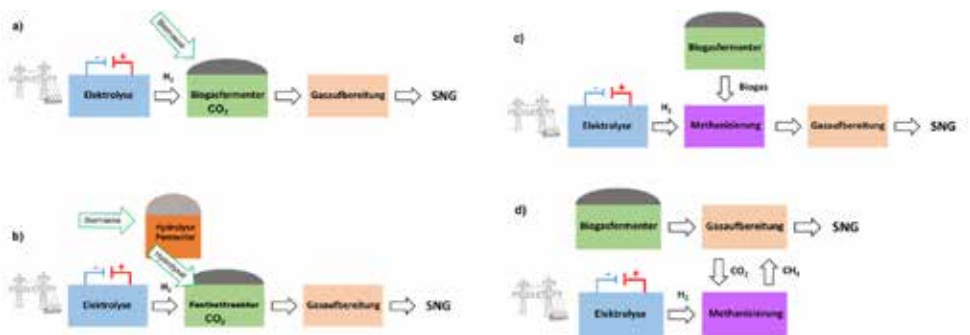


Abb. 2: Mögliche Umsetzungsverfahren von Wasserstoff zu Methan im Biogasprozess: a) H_2 -Zugabe zum gefütterten, voll durchmischten Fermenter; b) H_2 -Zugabe in den Festbettreaktor eines zweiphasigen Systems bei Hydrolysatfütterung; c) H_2 - und Biogaszugabe in einen externen Methanisierungsfermenter, der nicht mit Substrat gefüttert wird; d) Zugabe von H_2 und gereinigtem CO_2 in einen externen, nicht gefütterten Methanisierungsreaktor

Ein ähnliches Verfahrenskonzept stellt die Methanisierung in zweistufigen Biogasanlagen dar. Hierzu bieten sich solche Verfahren an, in denen ein Hydrolysefermenter zum Substrataufschluss mit einem Festbett-Methanreaktor kombiniert werden (Abb. 2b). Im oder nach dem Hydrolysefermenter wird das Hydrolysat fein gesiebt, bevor es in den Festbettreaktor eingebracht wird. Durch Hydrolyse und Siebung liegen nur noch leicht abbaubare organische Bestandteile im Futter vor, die nicht zum Verstopfen der engporigen Hohlräume im Methanfermenter führen können. In diesem Methanreaktor wird auch der zusätzliche Wasserstoff feinblasig am Grund eingebracht. Dieser steigt in der Flüssigkeit auf und wird über das Porensystem des Fermenters gut verteilt. Über die Zwischenspeicherung von Hydrolysat können die Biogasbildung und die verfügbare Wasserstoffmenge gut aufeinander abgestimmt werden.

Neben diesen Systemen mit interner CO_2 -Produktion besteht auch bei der biologischen Methanisierung die Möglichkeit, Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff im erforderlichen Mischungsverhältnis in einen externen Fermenter einzubringen, in dem keine oder nur eine untergeordnete Eigenproduktion von CO_2 erfolgt (Abb. 2c). Diese Systeme erleichtern die Regelung der Qualität des Eduktgases, erfordern aber immer eine zusätzliche CO_2 -Quelle. CO_2 kann gegebenenfalls als Bestandteil von Biogas eines klassischen Biogasfermenters in den Reaktor eingegeben werden. Es ist hierbei allerdings zu befürchten, dass die Umsetzungseffizienz durch das Durchströmen von Methan, das für die Sabatier-Reaktion ein Inertgas darstellt und in diesem Falle lediglich die Durchströmungsgeschwindigkeit des injizierten Gases erhöht, sinkt. Besser ist bei solchen Systemen die Zugabe von reinem CO_2 geeignet, das aus einer üblichen Biogasaufbereitungsanlage (z. B. PSA, DWW) stammt (Abb. 2d). Es ist hierbei eine Entkopplung vom Biogasprozess möglich, was bezüglich der flexibleren Betriebsweise große Vorteile bieten kann.

Die Fermenter aller betrachteten Verfahren können für unterschiedliche Betriebsbedingungen ausgelegt sein. So kann die Betriebstemperatur im mesophilen oder im thermophilen Bereich gewählt werden. Die Fermenter können bei unterschiedlichem Druck betrieben werden, um die Lösung und Verteilung von Wasserstoff im Substrat zu verbessern. An der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie der Universität Hohenheim werden zurzeit drei verschiedene Grundprinzipien der biologischen Wasserstoffmethanisierung im Labor unter praxisnahen Grundbedingungen untersucht. Die Projekte werden mit verschiedenen Partnern gemeinsam bearbeitet, sodass ergänzend auch mikrobiologische Grundlagenuntersuchungen und systemanalytische Fragestellungen betrachtet werden. Partner sind hierzu die DVGW Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut sowie das ATB in Potsdam-Bornim.

In einem vom Wissenschaftsministerium Baden-Württemberg geförderten Projekt wird die Wasserstoffmethanisierung in CSTR-Systemen, also mit Substrat gefütterten, volldurchmischten Fermentern betrachtet. Dies erfolgt in einem Fermenter mit einem Gärvolumen von 400 l und in 4 Fermentern mit je 100 l Inhalt. In Abbildung 3 ist ein Schema dieser Fermenter dargestellt. Zum Eintrag von Wasserstoff wird ein spezieller Tauchmotor eingesetzt, der nach dem Ejektorprinzip arbeitet und damit Wasserstoff feinblasig im Flüssigmedium des Fermenters verteilt. Es kann bei dem System auch Produktgas aus dem Gasraum des Fermenters angesogen und gemeinsam mit Wasserstoff erneut in der Flüssigkeit verteilt werden, um eine längere Aufenthaltszeit des Gases in der Nähe der Methanbakterien zu erreichen. Wasserstoff und wiedereingepumptes Biogas bieten zudem den Vorteil, die Substratgase CO_2 und H_2 den hydrogenotrophen Bakterien an jeder Stelle des Fermenters zur Verfügung stellen zu können.

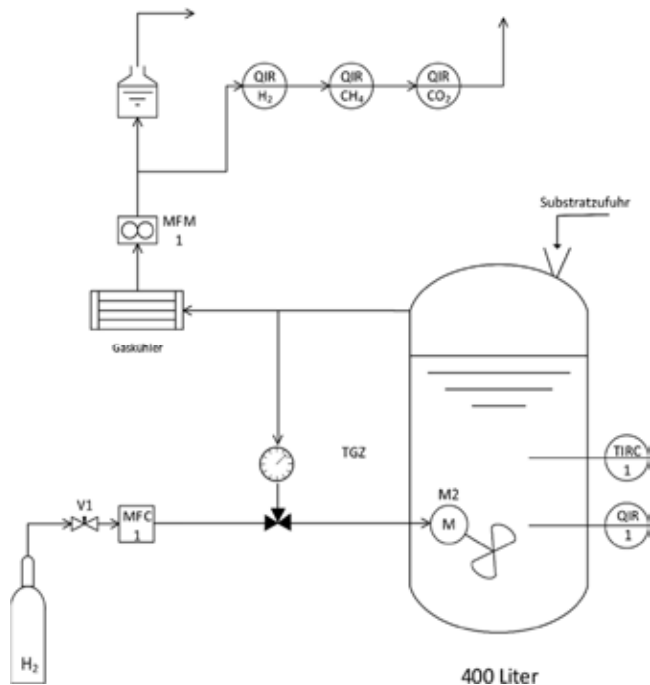


Abb. 3: Versuchsanlage zum Eintrag von Wasserstoff in einen volldurchmischten CSTR-Biogasfermenter (Lecker 2017)

Beim zweiten System, dessen Untersuchung ebenfalls vom Wissenschaftsministerium Baden-Württemberg in Auftrag gegeben wurde, handelt es sich um eine reine externe Methanisierungslösung. Die drei Laborreaktoren mit einem Volumen von je 18 l sind als Rieseltbettreaktoren aufgebaut. Dadurch besteht eine relativ große Austauschfläche zwischen den Gasen CO_2 , H_2 und den Mikroorganismen. Das System kann außerdem bei einem Druck zwischen 1 und 10 bar betrieben werden, um den Einfluss des Druckes auf die Umsatzrate von Wasserstoff zu analysieren. In Abbildung 4 ist das Verfahrensschema der Rieseltbettreaktoren dargestellt.

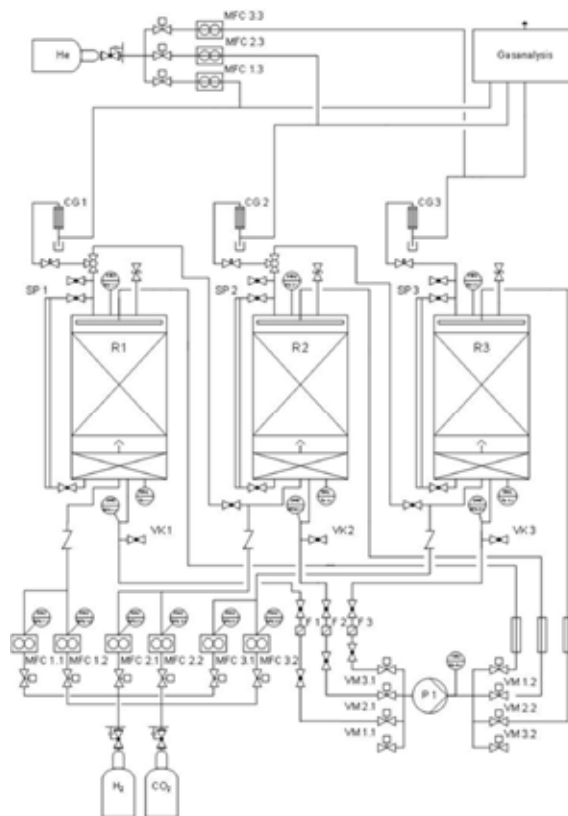


Abb. 4: FI-Schema der Versuchsanlage zur Wasserstoffmethanisierung mit Rieseltbettreaktoren (Ullrich et al. 2017)

Beim dritten an der Universität Hohenheim betrachteten System handelt es sich um Festbettreaktoren, die druckfrei betrieben und mit Hydrolysat gefüttert werden. Hierfür wurden 4 Fermenter mit einem Nutzvolumen von je 100 l aufgebaut. Sie sind mit Kunststofffüllkörpern gefüllt, um eine möglichst große Besiedlungsfläche für die hydrogenotrophen Methanisierer anzubieten. Die Füllkörper sind vollständig mit Flüssigkeit bedeckt. Die Substratflüssigkeit durchströmt das Festbett im Up-Stream von unten nach oben. Das Hydrolysat wird kontinuierlich diesem Strom zugefügt. Auch das Wasserstoffgas wird unten im Fermenter zugegeben und mit einer Venturidüse verteilt. Es steigt durch die Festbettkörper auf und versorgt die dort angesiedelten Methanbakterien mit Wasserstoff. Kohlenstoffdioxid wird bei der Konversion von Hydrolysat dort freigesetzt, wo es von den Methanbakterien benötigt wird. Auch bei diesem System kann das am Fermenterdach ankommende Gas mehrfach im Kreislauf gefahren werden, bevor es über die Gasqualitäts- und Quantitätsmessstrecke erfasst wird. Das Schema der Festbettreaktoren ist in Abbildung 5 dargestellt.

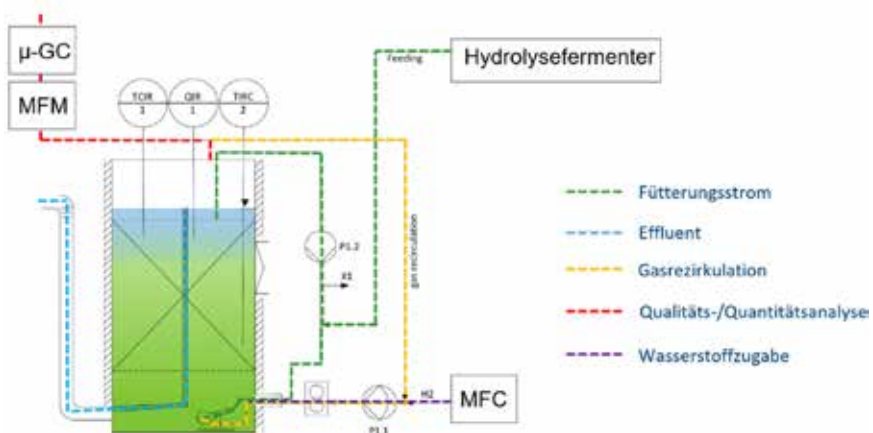


Abb. 5: Festbettreaktor zur zweiphasigen Methanisierung von Wasserstoff (Illli 2017)

Grundlegende verfahrenstechnische Fragestellungen der Power-to-Gas-Konzepte betreffen die Zwischenlagerung bzw. Pufferung des Wasserstoffs, die optimale Eintrags-technik von Wasserstoff in wässrige Lösungen, der Einfluss hoher Wasserstoffkonzentrationen auf die Stabilität des vorgelagerten Biogasprozesses sowie die Nachaufbereitung in Abhängigkeit der realisierbaren Methankonzentration. Zudem sind für die praktische Anwendung sicherheitstechnische Aspekte zu klären.

3 Ergebnisse und Diskussion

Aus den verschiedenen Verfahrensansätzen sind bereits erste Ergebnisse erarbeitet worden. In den volldurchmischten Fermentern konnten bisher Ergebnisse bei einer halbstöchiometrischen Zugabe von Wasserstoff erarbeitet werden. Nach einer Einfahrphase der Fermenter bei einer Gärtemperatur von $40 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$ und einer konstanten, einmal täglichen Fütterung mit Getreideschrot bei einer Raumbelastung von $1,6 \text{ kg oTS m}^{-3} \text{ d}^{-1}$, wurde der ursprüngliche Methangehalt von 52 % durch die halbstöchiometrische Wasserstoffzugabe bis auf 77 % gesteigert (Abb. 6). Gleichzeitig nahm der ursprüngliche Gehalt von CO_2 von 48 % ab auf 19 %. Im Produktgas wurden 3 bis 8 % Wasserstoffgehalt gemessen. Diese Versuche wurden fortgesetzt. Dabei ergaben sich zunächst mehrere Störungen am Tauchmotor zum Eintrag und zur Verteilung von Wasserstoffgas im Fermentersubstrat. Die Messung, Datenaufnahme und Steuerung der Systeme wurde optimiert, sodass in Kürze weitere Ergebnisse vorliegen sollten. Dabei wird die Futtermenge angepasst und variiert und die Rückführung von Biogas in den Fermenter mit unterschiedlichen Intensitäten erprobt.

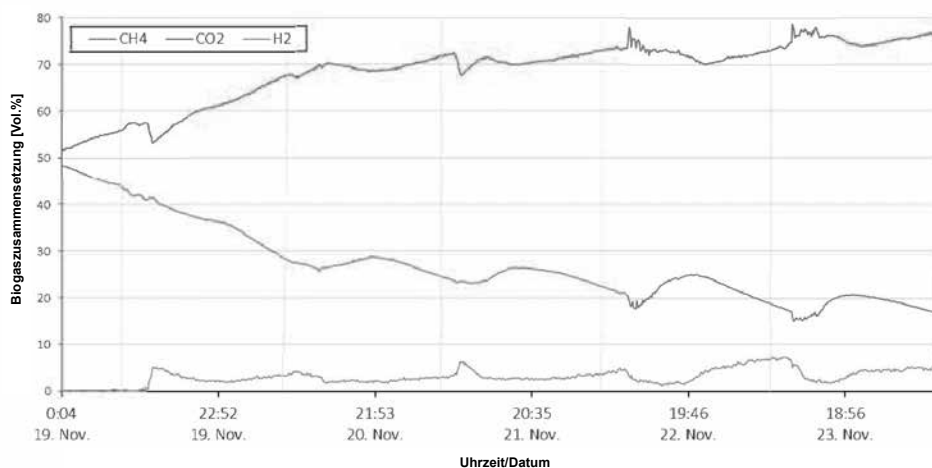


Abb. 6: Zusammensetzung des Biogases in volldurchmischten NawaRo-Fermenter bei Zugabe einer halbstöchiometrischen Wasserstoffmenge, Raumbelastung: $1,6 \text{ kg oTS m}^{-3} \text{ d}^{-1}$

Die Rieselbettfermenter wurde ausschließlich mit CO_2 und H_2 beschickt. Die Zugabe erfolgte in stöchiometrischem Verhältnis, d. h. es wurden zu einem Mol CO_2 jeweils 4 Mol H_2 zugegeben. Bei dieser Versuchsreihe wurde der Druck innerhalb des Reaktorsystems variiert (1,5, 5 bzw. 9 bar) und jeweils über eine Dauer von 400 Stunden getestet. Durch die Erhöhung des Betriebsdrucks der Reaktoren sank der pH-Wert im System von 6,98 bei 1,5 bar auf 6,34 bei 9 bar ab, ohne dass Prozessstörungen erkennbar waren. Die erzielte Zusammensetzung des Biogases lag bei einem Betriebsdruck von 1,5 bar bei

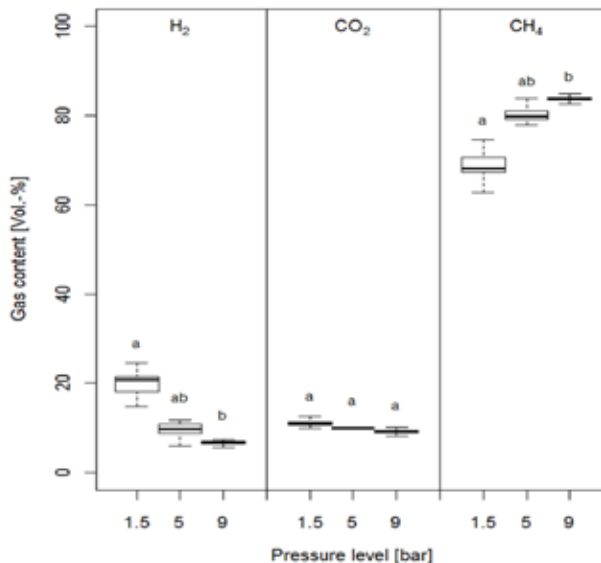


Abb. 7: Zusammensetzung des Biogases im Rieselbettreaktor bei unterschiedlichen Drücken (Ullrich et al. 2017)

64,13 % Methan; 11,11 % CO₂ und 20,05 % H₂ und verbesserte sich bis zur Druckvariante 9 bar auf 86,50 % Methangehalt, 8,21 % CO₂ und 6,71 % H₂ (Abb. 7). Dabei verbesserte sich auch die CO₂-Umsetzungsrate von 85,95 auf 90,03 %. Außerdem wurden Methanbildungsraten von bis zu 4,28 m³ CH₄ m⁻³ d⁻¹ erreicht.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Das Power-to-Gas-System ermöglicht die Überführung der unbeständigen Energieform elektrischer Strom in eine speicherfähige und vielseitig verwendbare Form, das Biomethan oder SNG. Die besten Ergebnisse wurden bisher bei Einsatz von externen Rieselbettreaktoren erzielt. Dies wurde auch in anderen Publikationen berichtet, z. B. Burkhardt et al. (2013). Der Einsatz von vollaufgemischten Fermentern bei atmosphärischem Druck könnte eine interessante, dezentrale Alternative darstellen, hierzu sind aber noch weitere systematische Untersuchungen erforderlich. Die optimalen Bedingungen zum Erreichen eines langfristig stabilen Betriebes dieser Fermentersysteme werden in den nächsten Monaten weiter erforscht.

Ein System „Power-to-Gas“ kann dazu führen, dass Strom auch auf biologischem Wege in einen stabilen chemischen Energieträger überführt wird. Dieser kann nach Zwischenspeicherung wieder in Strom umgewandelt werden oder aber auch als Kraftstoff

dienen. Da es bei dem durchaus komplexen System durch die verschiedenen Umwandlungsprozesse (Elektrolyse, Methanisierung) jeweils zu Energieverlusten kommt – in der Literatur wird ein Wirkungsgrad bis zu 60 % genannt (Graf et al. 2014) – wird die hieraus erzeugte Energie einen bestimmten Wert und auch Preis erfordern. Durch die Vektortechnologie „Power-to-Gas“ werden jedoch die verschiedenen Energienetze miteinander verknüpft. Das bereits bestehende Erdgasnetz übernimmt dabei die für die Energiewende essentielle Funktion der Energiespeicherung und des Energietransports. Im Vergleich zum teuren Ausbau der Stromnetze und der hohen Investitionen in direkte Stromspeichertechnologien zuzüglich der laufenden Betriebskosten stellt bei einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung die Power-to-Gas-Technologie und die Nutzung der bestehenden Erdgas-Infrastruktur eine hoch interessante Alternative dar.

Literatur

- Agentur für Erneuerbare Energien (2016): www.unendlich-viel-energie.de/
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017): Energiedaten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energie – Statistik (AGEE-Stat). <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik.html>
- Burkhardt, M., Busch, G., 2013. Methanation of hydrogen and carbon dioxide. *Appl. Energy* 111, pp. 74–79. doi:10.1016/j.apenergy.2013.04.080
- Götz, M.; Lefebvre, J.; Mörs, F.; McDaniel Koch, A.; Graf, F.; Bajohr, S.; Reimert, R.; Kolb, T. (2015); Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review, *Renewable Energy*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>
- Graf, F., Krajete, A., Schmack, U. (2014): Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten; Abschlussbericht DVGW-Förderkennzeichen G 3/01/13
- Illi, L.; Lecker, B.; Oechsner, H. (2017): Verfahrensentwicklung für den Einsatz der biologischen Methanisierung in der zweistufigen Biogaserzeugung - Bio-Hydro-Methan, Doktorandenseminar, Stuttgart (unveröffentlicht)
- Lecker, B.; Illi, L.; Lemmer, A.; Oechsner, H. (2017): Biological hydrogen methanation – a review. *Bioresource Technology*, VSI: Anaerobic Digestion, submitted
- Lecker, B. (2017): H₂-Transfer – Entwicklung eines Verfahrens zur fermentativen Konversion von Wasserstoff aus fluktuierenden Quellen zu Biomethan in Biogasanlagen, Präsentation Doktorandenseminar, Stuttgart (unveröffentlicht)
- Specht, M. (2009): Power-to-Gas – Speicherung erneuerbarer Energie im Erdgasnetz. Redebeitrag b. Fachsymposium „Erneuerbare Energien“, Institut für Solarenergieforschung Hameln, Emmerthal
- Ullrich, T.; Lindner, J.; Bär, K.; Moers, F.; Graf, F.; Lemmer, A. (2017): Influence of operating pressure on the biological hydrogen methanation in trickle-bed reactors. *Bioresource Technology*, submitted

Bioökonomie – Perspektiven für Biogas als Teil von Bioraffineriekonzepten

STEPHAN KABASCI

1 Das Bioraffineriekonzept

Die Erzeugung von Energie, Kraftstoffen und Produkten aus nachwachsenden Rohstoffen wird als wichtige Antwort auf die Herausforderungen durch Ressourcenverknappung und Klimawandel angesehen. Um wirtschaftlich konkurrenzfähig zu sein, sind effiziente integrierte Produktionssysteme erforderlich, wie es das Technologiekonzept Bioraffinerie vorsieht. Darin werden verschiedene Produktklassen wie Kraftstoffe, Energie, Chemierohstoffe, Nahrungs- und Futtermittel parallel erzeugt.

Dieser Bioraffinerieansatz ähnelt dem Erfolgsrezept der Erdölraffinerie und der Verbundproduktion in der chemischen Industrie. In einer vollständig entwickelten Bioraffinerie werden in Analogie zur Erdölraffinerie verschiedene Technologien zur Herstellung eines ganzen Produktportfolios aus Biomasseeingangsstoffen eingesetzt. Eine vollständig entwickelte Bioraffinerie kann als Ergebnis eines sukzessiven Aufbau-, Vernetzungs- oder Entwicklungsprozesses aus bestehenden Biomassekonversionsanlagen entstehen.

Angesichts der vielfältigen möglichen Rohstoffe und Konversionsverfahren lässt sich folgern, dass es nicht „die“ Bioraffinerie mit einem vorgegebenen technologischen Verarbeitungspfad geben kann. Stattdessen existieren verschiedene Definitionsansätze zu deren Kategorisierung und Benennung. In aktuellen deutschen Publikationen zum Thema „Bioraffinerien“ findet sich Folgendes:

„Bioraffinerie ist ein integratives Gesamtkonzept für die Konversion (Umwandlung) von nachwachsenden Rohstoffen zu Chemikalien, Werkstoffen, Brenn- und Kraftstoffen sowie gegebenenfalls zur Erzeugung von Energie (zur Eigennutzung und/oder Auskopplung) als Beitrag zum nachhaltigen Wirtschaften unter möglichst vollständiger Ausnutzung der Biomasse.“ (VDI 2016)

„Eine Bioraffinerie zeichnet sich durch ein explizit integratives, multifunktionelles Gesamtkonzept aus, das Biomasse als vielfältige Rohstoffquelle für die nachhaltige Erzeugung eines Spektrums unterschiedlicher Zwischenprodukte und Produkte (Chemikalien, Werkstoffe, Bioenergie inkl. Biokraftstoffe) unter möglichst vollständiger Verwendung aller Rohstoffkomponenten nutzt; als Koppelprodukte können ggf. zusätzlich auch Nahrungs- und/oder Futtermittel anfallen. Hierfür erfolgt die Integration unterschiedlicher Verfahren und Technologien.“ (Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland 2012)

Dabei ist nach heutigem Diskussionsstand wesentlich, dass Bioraffinerien komplexe Produktionssysteme sind, die Biomasse an einem Ort in der Regel über Zwischenprodukte („Plattformen“) in mindestens zwei Konversions- bzw. Veredelungsschritten („Raffination“) zu Produkten und Energie verarbeiten. Im Rahmen des Task 42 der International Energy Agency (IEA), „Biorefining“ wurden erstmals die Grundlagen für ein Klassifizierungssystem für Bioraffinerien basierend auf einer Systematik und einem formalen Vokabular entwickelt (Cherubini et al. 2009, IEA 2011). Es handelt sich dabei um eine polyhierarchische Klassifikation, zu der auch die Entwicklung einer vereinheitlichten schematischen Prozessdarstellung gehörte. Diese bildete die Basis für die schematische Beschreibung in der deutschen Bioraffinerie-Roadmap (Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland 2012). Abbildung 1 zeigt die prinzipielle Darstellungsweise von Bioraffineriekonzepten.

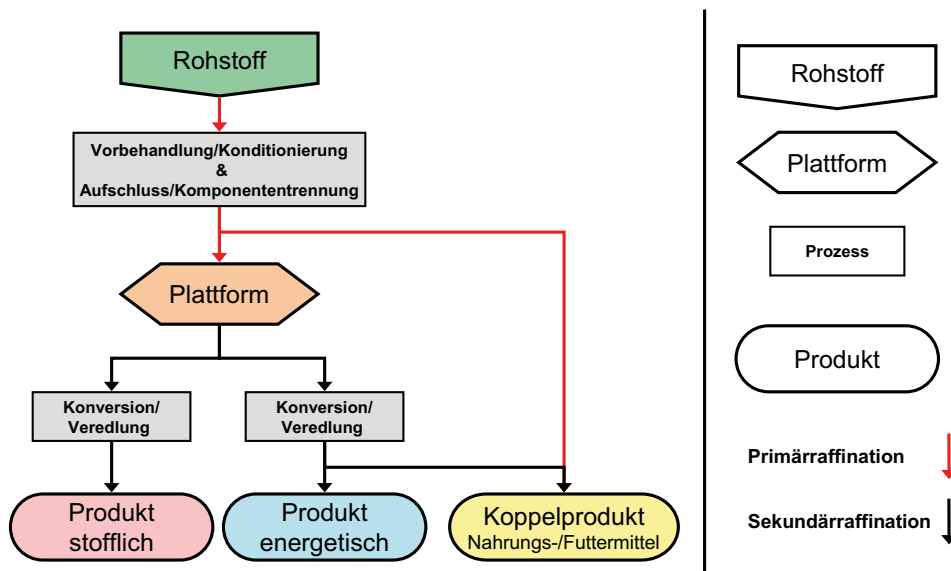


Abb. 1: Schematische Darstellung zur Beschreibung von Bioraffinerien (Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland 2012) (© FNR)

Dieser Klassifikation folgend werden dann zur Bezeichnung von Bi Raffinerien mindestens die Plattform, dabei handelt es sich um das wesentliche Zwischenprodukt, und der Rohstoff angeführt. Zusätzlich kann noch die Hauptproduktgruppe genannt werden. Die folgende Abbildung 2 illustriert ein konkreteres Prozessschema am Beispiel einer „Lignocellulose-Bi Raffinerie auf Basis von Agrarreststoffen (Getreidestroh) zur Herstellung von Ethanol, Biogas und Lignin“.

Beispiel 7

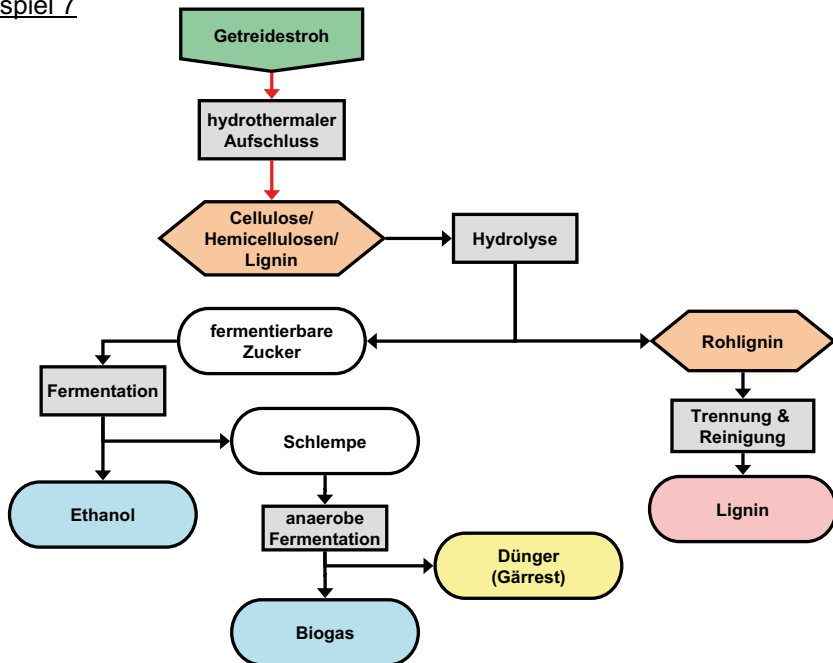


Abb. 2: Beispiel einer Lignocellulose-Bi Raffinerie (Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland 2012) © FNR

Wie dieses Beispiel bereits zeigt, kann die Biogasherstellung ein wichtiges Element in einer Bi Raffinerie sein, insbesondere zur gekoppelten energetischen (Erzeugung von Biogas) und stofflichen (Erzeugung von Gärrest als Dünger) Verwertung flüssiger oder schlammförmiger Nebenproduktströme.

Eine weitergehende stoffliche Nutzung von Biogas wurde hingegen bislang bei der Beschäftigung mit Bioraffineriekonzepten nicht in Betracht gezogen. Bei einer Biogas-Bioraffinerie im Sinne eines integrierten, lokalen Bioraffineriekonzeptes wäre nämlich diese stoffliche Verwendung des Biogases vor Ort, zusätzlich oder anstelle der energetischen Nutzung, erforderlich (Abb. 3). Dafür, so stellte die Bioraffinerie-Roadmap der Bundesregierung im Jahr 2012 fest und das ist heute auch noch zutreffend, gibt es allerdings keine wirtschaftlichen Nutzungsoptionen.

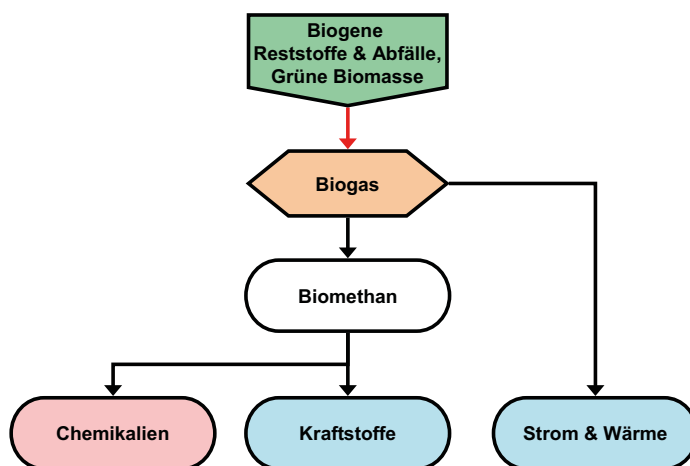


Abb. 3: Vereinfachtes Schema (ohne Darstellung der Prozesse) einer Biogas-Bioraffinerie (Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland 2012) (© FNR)

Anders sieht es hingegen für die Nutzung an einem anderen Ort aus, zu dem das Biomethan via Einspeisung in und Transport durch das Erdgasnetz leicht gefördert werden kann. Denn prinzipiell sind einige biotechnologische und chemische Optionen für die stoffliche Nutzung von Biomethan vorhanden, die in den folgenden Abschnitten kurz dargestellt werden.

2 Biotechnologische Nutzung von Biogas und Biomethan

Methan kann als Kohlenstoff- und Energiequelle für aerobe methanotrophe Bakterien dienen, die eine Reihe unterschiedlicher Produkte daraus erzeugen. Bei natürlich vorkommenden Stämmen zählen dazu beispielsweise Biokunststoffe, Lipide, Methanol, organische Säuren, Ectoin oder Vitamin B12. Genetisch modifizierte Methanotrophe könnten darüber hinaus auch zur Herstellung von Carotenoiden, Isopren, Farnesene, 1,4-Butandiol oder Milchsäure eingesetzt werden (Strong 2016a).

Von diesen Prozessen sind bislang lediglich Verfahren zur Herstellung von Polyhydroxyalkanoaten, einer Gruppe von Biokunststoffen, und von Milchsäure, ebenfalls vor dem Hintergrund einer folgenden Biokunststoffherstellung, in diesem Fall von Polymilchsäure (PLA), zumindest bis in die Nähe einer industriellen Herstellung entwickelt worden. Nur diese Beispiele werden daher hier detaillierter betrachtet.

2.1 Herstellung von Polyhydroxyalkanoaten aus Biogas/Biomethan

Polyhydroxyalkanoate (PHA), die Polymere der β -Hydroxyfettsäuren, sind eine Gruppe von Biopolyestern, die als intrazelluläre Speicherstoffe von vielen prokaryontischen Organismen gebildet werden (Koller 2014). Es handelt sich dabei um Kunststoffe, die je nach Zusammensetzung eine breite Palette an Eigenschaften abdecken. Von der hochkristallinen, und damit sehr festen aber auch spröden, Polyhydroxybuttersäure (PHB), deren Monomer eine Kette von 4 Kohlenstoffatomen besitzt, spannt sich der Bogen bis zu den amorphen, gummiartig flexiblen sogenannten *medium chain length* PHAs, in denen die Monomere aus 6 bis 14 C-Atomen bestehen. Abbildung 4 zeigt die allgemeine Struktur der Polyhydroxyalkanoate:

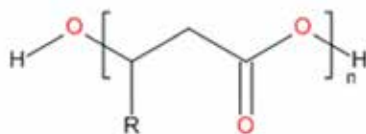


Abb. 4: Allgemeine Struktur der PHA; R = CH₃, C₂H₅ usw.

Mikroorganismen, die Methan als Edukt zur PHB-Herstellung verwenden, benötigen acht Methanatome, um ein PHB-Monomer (C₄H₆O₂) zu erzeugen – daneben entstehen auch vier Moleküle Kohlendioxid. Aus dieser Bilanz folgt, dass die theoretische massebezogene PHB-Ausbeute bei 86 g PHB pro 128 g Methan oder 67 Prozent liegt (Strong 2016b). In der Praxis wird außerdem ein Teil des Methans für den Energiestoffwechsel der Zellen benötigt, sodass praktisch lediglich 55 Prozent des Methans in PHB umge-

setzt werden (Wendlandt 2000). Wichtig ist zu beachten, dass die bisher aufgeführten Ausbeuten nur für die Fermentationsphase, in der die Mikroorganismen PHB intrazellulär akkumulieren, gelten. Diese Phase wird in der Regel ausgelöst durch ein Defizit an Stickstoff, Phosphor oder anderen für die Vermehrung essentiellen Nährstoffen und kann zur Bildung eines Anteils von etwa 50 Prozent PHB an der Zelltrockenmasse führen. Um absolut gesehen hohe Mengen an PHB zu erzeugen, ist es aber zuvor notwendig, eine hohe Biomassekonzentration zu erzeugen. Auch in dieser Phase der Biomassebildung, also der Vermehrung der Mikroorganismen bei ausreichender Nährstoffversorgung und ohne PHB-Bildung, kann Methan als Kohlenstoffquelle eingesetzt werden. Bezieht man sowohl den Methaneinsatz zur Biomasseaufzucht als auch unvermeidbare Methanverluste in den Reaktorabgasen in die Berechnungen mit ein, so werden in der Praxis lediglich Ausbeuten von etwa 24 Prozent erwartet (Levett 2016). Dies erscheint gering, liegt aber nicht weit unter dem Wert von 35 Prozent, der für PHA-Fermentation aus Glucose angenommen wird (IfBB 2016).

Insgesamt betrachtet, erfordert der Fermentationsprozess auf Basis von Methan aber einen doch vergleichsweise hohen Aufwand, sowohl was die Investitionen als auch was die Betriebskosten betrifft. Dies liegt zum einen an dem hohen Belüftungsbedarf, der notwendig ist, da das Kohlenstoffatom im Methan eine sehr niedrige Oxidationszahl von -4 besitzt. Zum anderen werden sehr große Fermenter benötigt, da die volumenbezogenen Umsetzungsraten bei der Methanfermentation wegen der Gesamtreaktionsgeschwindigkeit mitbestimmenden Gas-/Flüssigkeits-Stofftransports niedriger als bei der Nutzung gelöster Kohlenstoffquellen wie Glucose sind. Eine aktuelle ingenieurtechnische Vorkalkulation der Herstellung von PHB aus Methan resultierte selbst für eine großindustrielle Kapazität von 100.000 t/a in Herstellkosten im Bereich von 4–6 \$/kg, was über den aktuellen Preisen kommerzieller PHAs liegt (Levett 2016). Dennoch gibt es in den USA erste Versuche, methan- oder biogasbasiertes PHA kommerziell zu etablieren. So hat die Firma Newlight Technologies (www.newlight.com) eine Kapazität von 500 t/a PHA installiert und bringt das Produkt unter dem Handelsnamen AirCarbon™ auf den Markt. Ebenfalls in den USA ist das Unternehmen MangoMaterials aktiv (www.magomaterials.com), Angaben zur Produktionskapazität sind von dieser Firma nicht veröffentlicht.

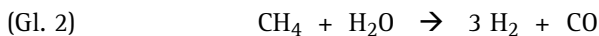
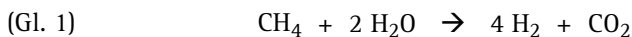
2.2 Herstellung von Milchsäure aus Biogas/Biomethan

Milchsäure ist ein anderes Fermentationsprodukt, das auf der Basis von Methan hergestellt werden kann und ebenfalls Grundlage für Biokunststoff ist. Dazu wurden methanotrophe Bakterien gentechnisch modifiziert. Bisher publizierte Versuchsergebnisse weisen zwar erst Milchsäurekonzentrationen von lediglich 1,3 g/l aus, was nahezu einhundertmal geringer ist als in klassischen zuckerbasierten Fermentationen, die Autoren verweisen aber darauf, dass sie noch deutliche Verbesserungen in der Stoffwechselanpassung

der Mikroorganismen erwarten (Henard 2016). Der weltweit größte Polymilchsäurehersteller, NatureWorks LLC, eine Tochterfirma des amerikanischen Nahrungsmittelkonzerns Cargill und des thailändischen Chemieunternehmens PTT Global Chemical, hat 2016 ein neues Labor eingerichtet, in dem dezidiert die kommerzielle Herstellung von Milchsäure aus Methan untersucht werden soll (NatureWorks 2016). Antrieb für diesen Biokunststoffhersteller ist, sich der für das Image des Produkts nachteiligen Diskussion um die Nutzung landwirtschaftlicher Rohstoffe, die auch zur Nahrungs- oder Futtermittelherstellung verwendet werden können, durch die Verwendung von Methan, das z.B. aus Faulgasen der Abwasserreinigung oder Deponiegas gewonnen werden soll, zu entziehen.

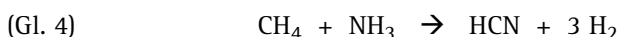
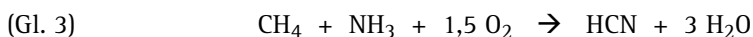
3 Chemische Nutzung von Biogas und Biomethan

Auch in der chemischen Industrie wird Methan als Rohstoff eingesetzt. Seine Hauptverwendung ist heutzutage die Wasserstoff- (Gl. 1) oder Synthesegasgewinnung (Gl. 2) mittels steam reforming, einem Prozess, bei dem Methan bei hohen Temperaturen mit Wasserdampf umgesetzt wird. Wichtigstes Folgeprodukt aus Synthesegas ist Methanol.



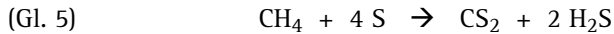
Zur Wasserstoffherstellung gibt es in Form der elektrolytischen oder thermischen Wasserspaltung andere, nicht auf fossilen Ressourcen basierende Alternativprozesse; Synthesegas kann auch auf der Basis fester Biomasse erzeugt werden – beide Prozessalternativen dürften in einer Bioökonomie wirtschaftlicher sein, als Technologiepfade mit Biomethan als Zwischenprodukt.

Ein Prozess, in dem der Kohlenstoff des Methans ohne den „Umweg“ über Synthesegas genutzt wird, ist die Herstellung von Cyanwasserstoff, auch als Blausäure bekannt. Dabei kommen zwei unterschiedliche Verfahren zur Anwendung, die Ammonoxidation nach Andrussow (Gl. 3) und das BMA-Verfahren (Blausäure aus Methan und Ammoniak) (Gl. 4) (Gail 2012):



Das Produkt Cyanwasserstoff wird im Wesentlichen entweder mit Aceton zur Herstellung von Methylmethacrylat umgesetzt, dem Monomer des PMMA (Acrylglas), oder mit 1,3-Butadien zu Adipodinitril, einer Vorstufe des Hexamethyldiamins, einem der Monomere des Polyamid 6.6 (Nylon).

Ein weiterer C1-Baustein, der aus Methan gewonnen wird, ist Kohlenstoffdisulfid:



Dieses wird zur Synthese verschiedener schwefelhaltiger organischer Verbindungen verwendet. Sein Haupteinsatzgebiet liegt allerdings ebenfalls in der Kunststoffherstellung: Kohlenstoffdisulfid wird zur Herstellung regenerierter Cellulose im Viskoseprozess verwendet (Lay 2012).

4 Fazit

Eine Intensivierung der stofflichen Nutzung nachwachsender Rohstoffe als Alternative zu fossilen und nur begrenzt verfügbaren Quellen rückt mehr und mehr in den Fokus von Politik, Wissenschaft und Gesellschaft. Als eine mögliche Basischemikalie steht unter anderem das bereits in Tausenden von Biogasanlagen erzeugte (Bio-)Methan zur Verfügung. Technische Optionen, dieses in Plattformchemikalien und insbesondere in Kunststoffe umzuwandeln, existieren bereits. Die biotechnologischen Verfahren befinden sich noch im Forschungsstadium, lediglich erste kleintechnische Produktionen wurden gestartet.

Als Chemierohstoff könnte Biomethan rein technisch betrachtet das heute verwendete Methan aus Erdgas 1:1 ersetzen. Hierbei ist allerdings die Frage, ob der höhere Beschaffungspreis für Biomethan durch höhere Produktpreise der dann zumindest teilbiobasierten Produkte gegenfinanziert werden kann. Eine Integration der stofflichen Konversion von Biomethan an einem Biogasanlagenstandort – im Sinne eines Bioraffineriekonzepts – wird jedoch vermutlich kaum realisiert werden. Dies ist nicht von Nachteil, da der einfache Transport des Biomethans im existierenden Erdgasnetz die sinnvolle Entkopplung der dezentralen Biogaserzeugung von effizienten zentralen (bio-)chemischen Produktionsstandorten ermöglicht.

Literatur

- Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland (Hrsg.) (2012): Roadmap Bioraffinerien – im Rahmen der Aktionspläne der Bundesregierung zur stofflichen und energetischen Nutzung nachwachsender Rohstoffe
- Cherubini, F.; Jungmeier, G.; Wellisch, M.; Willke, T.; Skiadas, I.; Van Ree, R.; de Jong, E. (2009): Toward a common classification approach for biorefinery systems. *Biofuels, Bio-products and Biorefining* 3(5), pp. 534–546
- Gail, E. et al. (2012): Cyano Compounds, Inorganic. In: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Weinheim; DOI: 10.1002/14356007.a08_159.pub3
- Henard, C.A.; Smith, H.; Dowe, N.; Kalyuzhnaya, M.G.; Pienkos, P.T.; Guarnieri, M.T. (2016): Bioconversion of methane to lactate by an obligate methanotrophic bacterium. *Nature Scientific Reports* 6:21585; DOI: 10.1038/srep21585
- IfBB – Institute for Bioplastics and Biocomposites (Hrsg.) (2016): Biopolymers: facts and statistics, Hannover, S. 10
- International Energy Agency IEA Bioenergy Task 42 (Hrsg.) (2011): Biorefineries: Co-production of Fuels, Chemicals, Power and Materials from Biomass
- Koller, M.; Salerno, A.; Braunegg, G. (2014): Polyhydroxyalkanoates: Basics, Production and Applications of Microbial Biopolyesters. In: Kabasci, S. (Ed.) *Bio-Based Plastics: Materials and Applications*. J. Wiley & Sons Inc., New York
- Lay, M.D.S.; Sauerhoff, M.W.; Saunders, D.R. (2012): Carbon Disulfide. In: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry; DOI: 10.1002/14356007.a05_185
- Levett, I.; Birkett, G.; Davies, N.; Bell, A.; Langford, A.; Laycock, B.; Lant, P.; Pratt, S. (2016): Techno-economic assessment of poly-3-hydroxybutyrate (PHB) production from methane – The case for thermophilic bioprocessing. *Journal of Environmental Chemical Engineering* 4, pp. 3724–3733
- NatureWorks (2016): NatureWorks Launches \$1 Million Lab to Research and Develop Commercial Scale Methane to Lactic Acid Fermentation. <http://www.natureworkslc.com/News-and-Events/Press-Releases/2016/03-09-16-NatureWorks-Methane-to-Lactic-Acid-Fermentation-Lab>, Zugriff am 6. Mai 2017
- Strong, P.J.; Kalyuzhnaya, M.; Silverman, J.; Clarke, W.P. (2016a): A methanotroph-based biorefinery: Potential scenarios for generating multiple products from a single fermentation. *Bioresource Technology* 215, pp. 314–323
- Strong, P.J.; Laycock, B.; Mahamud, S.N.S.; Jensen, P.D.; Lant, P.A.; Tyson, G.; Pratt, S. (2016b): The Opportunity for High-Performance Biomaterials from Methane. *Microorganisms* 4, pp. 11 ff.
- Verein Deutscher Ingenieure e. V. (VDI) (Hrsg.) (2016): VDI-Richtlinie 6310 Blatt 1. Klassifikation und Gütekriterien von Bioraffinerien
- Wendlandt, K.-D.; Jechorek, M.; Helm, J.; Stottmeister, U. (2000): Producing poly-3-hydroxybutyrate with a high molecular mass from methane. *Journal of Biotechnology* 86, pp. 127–133

Systematische Schwachstellenanalyse an Biogasanlagen

MATHIAS EFFENBERGER, ANDREAS BUSCHMANN, GABRIEL STREICHER

1 Hintergrund

Während das mittlere Alter der Biogasanlagen in Deutschland ansteigt, nehmen die Anforderungen an die Zuverlässigkeit, Flexibilität und Umweltverträglichkeit der Energiebereitstellung aus Biogas weiter zu. Für die Betreiber und Betreiberinnen wird es damit immer anspruchsvoller, ihre Biogasanlage profitabel, effizient und umweltschonend zu betreiben.

Mit wachsender Erfahrung erfassen Betreiber das komplexe Zusammenspiel zwischen den technischen und biologischen Komponenten ihrer Biogasanlage intuitiv. Allerdings kann das auf eigener Erfahrung basierende Handeln auch an Grenzen stoßen, wenn es darum geht, Schwachstellen an der Anlage zu erkennen und zu beseitigen. Es sollte deshalb durch eine systematische Komponente ergänzt werden, wobei standardisierte Kennzahlen bzw. Gütekriterien betrachtet werden (VDI 2011). In diesem Beitrag wird anhand von Beispielen aus dem Bayerischen Biogas-Monitoring eine Anwendung für eine solche systematische Analyse von Schwachstellen und deren Ursachen vorgestellt.

2 Methodenbeschreibung

Die an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft entwickelte Anwendung zur Schwachstellenanalyse und Ursachenforschung an Biogasanlagen gliedert sich in drei Module: (1) Im „Anlagenreport“ werden grundlegende Kennzahlen zu den Verfahrensbereichen der Biogasproduktion und -verwertung ausgegeben und der Anlagenstatus wird schlaglichtartig beurteilt. (2) Für die „Effizienzbewertung“ werden die ermittelten Kennzahlen im Zusammenhang mit weiteren Informationen zur Anlagenkonfiguration verrechnet. Das Ergebnis wird qualitativ mittels einer vierstufigen Klassifizierung und quantitativ in Form eines „Effizienz-kennwerts“ ausgegeben. (3) Im Modul „Ursachenforschung“ werden schließlich mögliche Ursachen für die identifizierten Schwachstellen benannt und Maßnahmen zu deren Beseitigung vorgeschlagen.

Der methodische Kern der Anwendung nutzt Elemente der Fuzzy-Mathematik und der Expertensysteme (Djatkov 2013, Djatkov et al. 2014). Für die Umsetzung in der Praxis wird die Webanwendung „Biogas Doc“ entwickelt. Beispiele für deren Anwendung zur Bewertung der Effizienz einzelner landwirtschaftlicher Biogasanlagen wurden von Effenberger et al. (2014, 2017) veröffentlicht.

Für den vorliegenden Beitrag wurden vier Biogasanlagen untersucht, die überwiegend Grünlandaufwuchs oder Kleegrassilage in Kombination mit Wirtschaftsdüngern tierischen Ursprungs einsetzen. Ausgewählte technische Daten der Anlagen sowie die über den Beobachtungszeitraum gemittelten Kennwerte sind in Tabelle 1 zusammengestellt. Für die sogenannte „Effizienzbewertung“ werden die vier durch Unterstreichung hervorgehobenen Kennzahlen ausgewertet.

Tab. 1: Technische Daten und Kennwerte der untersuchten Biogasanlagen mit Einsatz von überwiegend Grasbiomasse und tierischen Wirtschaftsdüngern

Kennzahl/Kriterium	Einheit	BGA 1	BGA 2	BGA 3	BGA 4
Relative Biogasausbeute ¹⁾	%	98	118	123	122
Methanproduktivität ²⁾	m ³ (m ³ · d) ⁻¹	0,6	1,1	0,3	0,3
oTM-Raumbelastung Gesamt-Gärraum	kg (m ³ · d) ⁻¹	2,2	3,1	0,8	1,7
Verweilzeit	d	137	66	187	121
Prozesstemperatur (Hauptgärbehälter)	°C	45	43	50	43
Massenanteil Gülle	%		33	59	32
Massenanteil Festmist	%	36			7
Massenanteil Grassilage	%			26	37
Massenanteil Kleegrassilage	%	56	63		
Gärbehälterbauform		stehend	stehend	stehend	stehend
Gärbehälterkonfiguration		mehrstufig	einstufig	mehrstufig	mehrstufig
Installierte elektrische BHKW-Leistung	kW	265 + 530	250	147	360 + 265
Motortyp		Zündstrahl/ Gas-Otto	Zündstrahl	Gas-Otto	Gas-Otto-/ Zündstrahl
Leistungsspezifisches Arbeitsvolumen	m ³ kW ⁻¹	5,0	4,8	17	7,7
Arbeitsausnutzung ³⁾	%	56	91	76	72
Anteiliger Wärmeeigenbedarf ⁵⁾	%	15	25	45	18
Anteiliger Stromeigenbedarf ⁵⁾	%	4,9	4,6	4,8	9,7
Anteiliger Wärmeabsatz ⁶⁾	%	24	65	24	32
Methannutzungsgrad ⁴⁾	%	49	62	47	48
Theoretische Volllaststunden BHKW ⁷⁾	h a ⁻¹	4.888	7.938	6.656	6.318
Elektrischer Nutzungsgrad BHKW ⁷⁾	%	41,6	40,2	37,8	37,9

1) Relative Biogasausbeute = gemessener Biogasertrag/theoretischer Biogasertrag nach Lfl Biogasausbeuten-Datenbank (2017). 2) Methanproduktivität = Methanrate unter Normbedingungen/gesamtes Gärraumvolumen.

3) Arbeitsausnutzung = erzeugte elektrische Energie/bei Dauerbetrieb unter Volllast zu erzeugende elektrische Energie.

4) Methannutzungsgrad = (erzeugte elektrische Energie + Wärmeabsatzmenge – Stromeigenbedarf der Biogasanlage)/unterer Heizwert des Methanertrags. 5) Jeweils bezogen auf Brutto-Erzeugung des BHKW.

6) Bezogen auf Wärmeüberschuss nach Deckung des Eigenbedarfs.

7) BHKW = Blockheizkraftwerk, hier als Gesamteinheit betrachtet.

BGA = Biogasanlage mit Identifikationsnummer; oTM = organische Trockenmasse

Tab. 2: Ergebnisse der Schwachstellenanalyse und Diagnosen für die untersuchten Biogasanlagen

Kennzahl/Kriterium	BGA 1	BGA 2	BGA 3	BGA 4
Relative Biogasausbeute	gut	hervorragend	hervorragend	hervorragend
Methanproduktivität	ungenügend	gut	ungenügend	ungenügend
Bewertung Biogasproduktion	ungenügend (25,1)	hervorragend (82,7)	ausreichend (37,5)	ausreichend (37,5)
Arbeitsausnutzung	ungenügend	gut	ungenügend	ungenügend
Methannutzungsgrad	ungenügend	gut	ausreichend	ungenügend
Bewertung Biogasnutzung	ungenügend (23,9)	gut (73,2)	ungenügend (25,1)	ungenügend (25,0)
Diagnosen				
Elektrischer Nutzungsgrad	hoch	hoch	hoch	hoch
Mittlere BHKW-Auslastung	gering	mittel	hoch	mittel
Anteiliger Stromeigenbedarf	gering	gering	gering	normal
Anteiliger Wärmeeigenbedarf	mittel	hoch	hoch	mittel
Anlagentyp ¹⁾	GEMISCHT	GEMISCHT	GEMISCHT	GEMISCHT
Temperaturbereich	mesophil	mesophil	thermophil	mesophil
Spezifisches Arbeitsvolumen	niedrig	niedrig	hoch	normal
Verweilzeit im Fermentersystem ist ...	lang	kurz	lang	lang
Raubelastung ist ...	niedrig	normal	niedrig	niedrig
Für das BHKW ist der Gärraum ...	knapp	knapp	deutlich überdimensioniert	ausreichend
Das BHKW ist ...	deutlich überdimensioniert	nicht ganz ausgelastet	schlecht ausgelastet	schlecht ausgelastet
Die überschüssige Wärme wird ...	kaum genutzt	nicht vollständig genutzt	kaum genutzt	kaum genutzt

¹⁾ Zuordnung zu einer der drei Kategorien GÜLLE/GEMISCHT/NAWARO anhand der Massenanteile der Einsatzstoffe.

3 Ergebnisse und Diskussion

Die Ergebnisse der Schwachstellenanalyse oder Effizienzbewertung für die vier ausgewählten Biogasanlagen zeigt der obere Teil von Tabelle 2. Basierend auf den vier Kernkriterien wird eine qualitative und quantitative Bewertung des Status der Biogasanlage hinsichtlich der Biogasproduktion (Gärstrecke) und der Biogasverwertung (Blockheizkraftwerk und Energieabsatz) vorgenommen. Qualitativ erfolgt eine Einordnung in vier „Effizienzklassen“, die folgendermaßen zu interpretieren sind: „hervorragend“ – praktisch keine Verbesserung möglich; „gut“ – leichte Verbesserung möglich (aber nicht unbedingt erforderlich); „ausreichend“ – Verbesserung erforderlich; „ungenügend“ – Verbesserung unbedingt erforderlich. Für die quantitative Bewertung wird ein „Effizienzwert“ auf einer Skala von 0 bis 100 berechnet, wobei 100 die „maximale Effizienz“ bezeichnet. Anhand dieses Effizienzwertes können verschiedene Biogasanlagen objektiv miteinander verglichen und in eine Rangfolge gebracht werden.

Im unteren Teil von Tabelle 2 sind die ausgegebenen Diagnosen aufgelistet. Hierbei wird der Status der Biogasanlage anhand bestimmter Kennwerte bzw. Kriterien unter Berücksichtigung von Abhängigkeiten zwischen denselben mittels eines Expertensystems beurteilt. Beispielsweise fällt die Diagnose für die Verweilzeit je nach Anlagenkonfiguration (einstufig/mehrstufig), Gärbehälterbauform (stehend/liegend) und Anlagentyp (GÜLLE/GEMISCHT/NAWARO) unterschiedlich aus. Hierdurch werden dem Betreiber wesentliche Schwachstellen und auch Stärken der Anlage verbal deutlich gemacht.

Schließlich werden auf Basis der Diagnosen verschiedene Maßnahmen vorgeschlagen, mit denen die Effizienz der Anlage verbessert werden könnte (Tab. 3). Hier beginnt die eigentliche Schwierigkeit für ein automatisiertes Vorgehen, da es häufig mehrere Möglichkeiten gibt. Eine wichtige Prämisse für die Konfiguration des Expertensystems war daher, dass kontraproduktive Maßnahmen vermieden werden und auf mögliche Risiken hingewiesen wird. Auch wenn dem Fachmann die Aussagen trivial erscheinen mögen, besteht die Idee dieses Moduls darin, eine Grundlage für ein Beratungsgespräch zu liefern oder auch den Austausch zwischen erfahrenen Anlagenbetreibern zu erleichtern.

Im Folgenden werden nun die Ergebnisse für die vier ausgewählten Biogasanlagen kurz diskutiert. Die für ein besseres Verständnis hilfreichen Fließbilder der Anlagen können an dieser Stelle aus Platzgründen nicht abgedruckt werden, sind jedoch auf Nachfrage bei den Autoren erhältlich. Hierzu ist noch anzumerken, dass mit der Methode auch eine Beurteilung der Gärbiologie anhand chemischer Analysen des Fermenterinhaltis möglich ist, die jedoch für den vorliegenden Beitrag außen vor gelassen wurde. Werden keine Analysenergebnisse eingegeben bzw. sind keine verfügbar, so wird bei der Effizienzbewertung der Satz ausgegeben: „Für die Bewertung der Gärbiologie gibt es keine ausreichenden Laboranalysen“.

BGA 1: Vergärung von Festmist und Kleegrassilage

Diese Biogasanlage ist insofern außergewöhnlich, als hier ein außerordentlich anspruchsvoller Mix aus Festmist und Kleegrassilage mit einem geringen zusätzlichen Anteil an Maissilage verwertet wird (Tab. 1). Dass dies funktioniert, ist der robusten Anlagentechnik und dem kompetenten Betreiber geschuldet. Überraschend ist das niedrige Niveau des anteiligen Stromeigenbedarfs. Um diesen Substratmix verarbeiten zu können, wurde eine lange Verweilzeit gewählt. Die Biogausausbeute wird noch als gut beurteilt, während die Produktivität des Gärtraums vergleichsweise gering ist.

Das BHKW besteht aus zwei Motoren, von denen der eine, leistungsstärkere, nach Fahrplan lediglich 7 h pro Tag betrieben wird. Daher ergibt sich bei Betrachtung des BHKW als Gesamteinheit eine ungenügende Auslastung bzw. das BHKW erscheint für den vorhandenen Gärraum deutlich überdimensioniert. Von der verfügbaren BHKW-

Wärme wird nur knapp ein Viertel abgesetzt, was zu einer ungenügenden Bewertung der Energieeffizienz führt (Tab. 2).

Die vom Expertensystem vorgeschlagenen Maßnahmen sind nun unter Berücksichtigung der außergewöhnlichen Anlagenkonfiguration zu überprüfen (Tab. 3). Die Aussagen zum BHKW ergeben sich aus dessen scheinbarer Überdimensionierung. Der Vorschlag, die Raumbelastung eher noch etwas zu reduzieren, erscheint bei den schwierigen Einsatzstoffen durchaus erwägenswert. Das System vermutet aufgrund der nicht optimalen relativen Biogasausbeute zudem einen möglichen Mangel an der Abbauleistung. Eine deutliche Verbesserung der Wärmenutzung ist selbstredend dringend anzuraten.

Tab. 3: Vorgeschlagene Verbesserungsmaßnahmen für die untersuchten Biogasanlagen

BGA 1
<ul style="list-style-type: none"> - Durch Steigerung der Raumbelastung bestünde das Risiko eines schlechteren Abbaus der Einsatzstoffe (geringere Biogasausbeute). Eine Steigerung der Raumbelastung sollte nicht plötzlich, sondern schrittweise erfolgen. - Reduzieren Sie die Raumbelastung um 10 %. Dies sollte zu einem besseren Abbau der Einsatzstoffe und damit einer Steigerung der Biogasausbeute führen. - Überprüfen Sie die Dimensionierung Ihres BHKW, um die Arbeitsausnutzung zu verbessern. - Überprüfen Sie die Qualität der Einsatzstoffe. Lassen Sie von einem Fachmann die Spurenelementversorgung untersuchen. - Prüfen Sie Möglichkeiten für eine deutliche Erhöhung des Wärmeabsatzes
BGA 2
<ul style="list-style-type: none"> - Prüfen Sie Möglichkeiten für eine Erhöhung des Wärmeabsatzes.
BGA 3
<ul style="list-style-type: none"> - Sie müssen die Raumbelastung deutlich erhöhen, um das vorhandene BHKW besser auszulasten. Eine Steigerung der Raumbelastung sollte nicht plötzlich, sondern schrittweise erfolgen. - Prüfen Sie Möglichkeiten für eine deutliche Erhöhung des Wärmeabsatzes.
BGA 4
<ul style="list-style-type: none"> - Sie können die Raumbelastung erhöhen, um das vorhandene BHKW besser auszulasten. Eine Steigerung der Raumbelastung sollte nicht plötzlich, sondern schrittweise erfolgen. - Prüfen Sie Möglichkeiten für eine deutliche Erhöhung des Wärmeabsatzes.

BGA 2: Vergärung von Rindergülle und Kleegrassilage

Diese Biogasanlage ist im Vergleich zur BGA 1 die deutlich „zahmere“ Variante der Klee-grasvergärung, da hier mit einem Massenanteil von etwa einem Drittel Rindergülle sehr viel Wasser eingebracht wird (Tab. 1). Es kann deshalb auch mit einer deutlich kürzeren Verweilzeit/höheren Raumbelastung gearbeitet werden. Die Effizienz der Gärstrecke wird als hervorragend bewertet.

Aufgrund des Flüssigkeitseintrags ist der Eigenwärmebedarf hoch. Das konventionell ausgelegte BHKW ist nicht ganz ausgelastet und die Wärmenutzung ist nicht vollständig.

Insgesamt ergibt sich aber eine gute – und im Vergleich der vier Anlagen mit Abstand die beste – Bewertung für die Biogasnutzung (Tab. 2). Entsprechend des hervorragenden bzw. guten Bewertungsergebnisses gibt das Expertensystem lediglich den Hinweis auf eine mögliche weitere Steigerung des Wärmeabsatzes aus (Tab. 3).

BGA 3: Vergärung von Rindergülle und Grassilage vom Grünland

Kennzeichnend für diese Biogasanlage ist ein sehr gering belastetes Fermentersystem bei einem hohen Anteil von Rindergülle im Substratmix mit zwar hervorragender Biogausausbeute, aber niedriger Produktivität des Gärraums (Tab. 1). Daraus resultiert eine nur ausreichende Bewertung für die Gärstrecke.

Der anteilige Wärmeeigenbedarf für die Temperierung der Gülle ist sehr hoch und beschränkt natürlich stark die im Jahresverlauf für andere Nutzungen verfügbare Wärme. Das BHKW ist wegen der niedrigen Produktivität der Gärstrecke schlecht ausgelastet. Insgesamt ergibt sich so eine ungenügende Bewertung für den Bereich der Biogasnutzung (Tab. 2).

Die Empfehlung zu einer deutlichen Erhöhung der Raumbelastung ergibt sich logisch aus den oben beschriebenen Umständen, kann aber natürlich nur umgesetzt werden, wenn entsprechende Substratmengen verfügbar sind. Dies gilt auch hinsichtlich möglicher Abnehmer für die Wärmeenergie. Es fehlt eine Aussage zur Gärtemperatur, da eine thermophile Prozessführung bei der gegebenen Anlagenkonfiguration nicht gerechtfertigt erscheint.

BGA 4: Investorenmodell zur Vergärung von Rindergülle/-mist und Grassilage vom Grünland

Im Gegensatz zu den drei anderen Betrieben wurde diese Biogasanlage im Rahmen eines Investorenmodells errichtet. Das Konzept bestand darin, dass umliegende landwirtschaftliche Betriebe ihre Gülle und Grassilage von Grenzstandorten an die entsprechend groß dimensionierte Biogasanlage liefern. Durch ein Satelliten-BHKW sollte die Wärmenutzung maximiert werden. Probleme in der Umsetzung ergaben sich dadurch, dass einerseits keine ausreichenden Mengen an Grünlandaufwuchs für die Auslastung des BHKW akquiriert werden konnten und andererseits technische Mängel an der Anlage auftraten. Diese sind erkennbar an dem vergleichsweise hohen Stromeigenbedarf und der sehr niedrigen Methanproduktivität (Tab. 1).

Gleichwohl resultiert die lange Verweilzeit in einer hervorragenden Biogasausbeute, sodass sich insgesamt noch eine ausreichende Bewertung der Gärstrecke ergibt. Da der Wärmeabsatz aus dem BHKW an der Biogasanlage gering und die BHKW schlecht ausgelastet sind, erhält diese Anlage eine ungenügende Bewertung für den Bereich der Biogasnutzung (Tab. 2).

Aufgrund der ungenügenden Methanproduktivität bei ausreichendem Gärraum wird die Empfehlung zur Steigerung der Raumbelastung gegeben (Tab. 3), die in diesem Fall allerdings an der Substratverfügbarkeit scheitert. Der Wärmeabsatz ist durch fehlende Wärmesenken für das BHKW am Ort der Biogasanlage limitiert.

4 Ausblick

Mit der Methode „Biogas Doc“ können in systematischer Weise Schwachstellen an Biogasanlagen diagnostiziert und Ansatzpunkte für mögliche Verbesserungsmaßnahmen identifiziert werden. Gleichzeitig ist eine vergleichende Bewertung von Biogasanlagen auf Basis des Standes der Technik möglich. Die zugrunde liegende Wissensbasis kann mit relativ geringem Aufwand jederzeit an den technischen Fortschritt angepasst werden. Methodischer Entwicklungsbedarf besteht insbesondere zur Abbildung der mittlerweile sehr vielfältigen Konfigurationen für die Stromerzeugung aus Biogas sowie für eine bessere Treffsicherheit und Reichweite der Ursachenforschung.

Literatur

- Djatkov, Dj. (2013): Razvoj metode za ocenu efikasnosti rada poljoprivrednih biogas postrojenja primenom fazi logike i ekspertskih sistema (Development of a method for assessing the efficiency of biogas plants using fuzzy logic and expert systems). Doctoral Thesis. University of Novi Sad, Faculty of Technical Sciences, Novi Sad.
- Djatkov, Dj.; Effenberger, M.; Martinov, M. (2014): Method for assessing and improving the efficiency of agricultural biogas plants based on fuzzy logic and expert systems. *Applied Energy* 134, pp. 163–175
- Effenberger, M.; Buschmann, A.; Schober, J.; Djatkov, Dj. (2014): Webbasierte Schwachstellenanalyse an landwirtschaftlichen Biogasanlagen. *Landtechnik* 69(2), S. 295–301
- Effenberger, M., Buschmann, A., Streicher, G. (2017): Schwachstellen an Biogasanlagen auffinden und beheben. In: 11. Rostocker Bioenergieforum, Rostock: 22.–23.06.2017
- LfL Biogasausbeuten-Datenbank: Biogasausbeuten verschiedener Substrate. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). <http://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/index.php>, Zugriff: 18.04.2017
- VDI (Verein Deutscher Ingenieure) (2011): VDI 4631 – Gütekriterien für Biogasanlagen. Düsseldorf

Messtechnische Überwachung diffuser, betriebsbedingter und/oder zeitlich variabler Methanemissionen aus Biogasanlagen

TORSTEN REINELT

1 Hintergrund

Der Einsatz landwirtschaftlicher Reststoffe und nachwachsender Rohstoffe zur Stromerzeugung aus Biogas hat in Deutschland seit dem Jahr 2000 vor allem aufgrund förderpolitischer Maßnahmen zugenommen. Ende 2016 wurden in Deutschland ca. 8.500 landwirtschaftliche Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung betrieben (Daniel-Gromke et al. 2017b). Aufgrund der sich ändernden gesetzlichen Rahmenbedingungen (EEG 2012 und 2014) konzentriert sich der Leistungszubau überwiegend auf Anlagenerweiterungen bzw. einer Umstellung auf einen flexibilisierten Anlagenbetrieb sowie der Errichtung von Güllekleinanlagen und Abfallanlagen (Daniel-Gromke et al. 2017).

In den vergangenen Jahren hat die Optimierung von Biogasbestandsanlagen durch Repowering erheblich an Bedeutung gewonnen. Dabei sollten in der Praxis neben bereits etablierten Repowering-Maßnahmen auch zunehmend Maßnahmen zur Minderung der Anlagenemissionen berücksichtigt werden. Insbesondere die Minderung vermeidbarer Biogasverluste, z. B. durch Leckagen oder durch betriebsbedingte Emissionen aus den Über-/Unterdrucksicherungen können für Anlagenbetreiber wirtschaftlich von Bedeutung sein und zudem zu einer Verbesserung der Treibhausgasbilanz der Biogastechnologie beitragen.

2 Einsatz von Emissionsmessmethoden an Biogasanlagen – Methodische Besonderheiten und Erfahrungen aus der Praxis

Die Vermeidung von Biogasverlusten und die Minderung von Emissionen im Betrieb von Biogasanlagen sind für die ökologische und ökonomische Effizienz der Technologie sowie die Anlagensicherheit von großer Bedeutung. Im Rahmen verschiedener nationaler und internationaler Forschungsvorhaben wurde und wird nach wie vor die messtechnische Überwachung diffuser, betriebsbedingter und/oder zeitlich variabler Methanemissionen aus Biogasanlagen untersucht, z.B. in folgenden Projekten:

- Klimateffekte einer Biomethanwirtschaft, Koordinator: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH; gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft/Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FKZ: 22009310), Vorhaben abgeschlossen.
- Comparison and evaluation of measurement methods to determine methane emissions from biogas plants; Koordinator: SP Technical Research Institute of Sweden; Gefördert durch die Swedish Energy Agency (Projektnummer 13.26), Vorhaben abgeschlossen.
- Betriebsbedingte Emissionen an Biogasanlagen; Koordinator: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH; gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft/Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FKZ: 22020313), laufendes Vorhaben.
- European harmonisation of methods to quantify methane emissions from biogas plants (MetHarmo); Koordinator: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH; gefördert durch ERA-NET Bioenergy und von deutscher Seite durch die Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FKZ: 22403215), laufendes Vorhaben.

Die Ergebnisse der Emissionsmessungen ermöglichen eine ökologische Bewertung der untersuchten Biogasanlagen. Zudem können anhand der identifizierten Emissionsquellen effektive Minderungsmaßnahmen abgeleitet werden. Die Ergebnisse der Emissionsmessungen erlauben zudem neue Aussagen zur Vergleichbarkeit verschiedener Messmethoden und zur Untersuchung zeitlich besonders variabler Emissionsquellen sowie deren Minderung. Da zur Ableitung von spezifischen Emissionsminderungsmaßnahmen in der Regel auch quellspezifische Untersuchungen notwendig sind, konzentriert sich dieser Beitrag auf den Einsatz sogenannter On-site-Methoden und deren Einsatz sowie daraus resultierende Erfahrungen in der Praxis.

2.1 On-site Messmethoden

Der Oberbegriff On-site-Messmethoden fasst eine Vielzahl von Einzelmethoden zur Identifizierung und Quantifizierung von (Methan)-Emissionsquellen an Biogasanlagen zusammen, die zum Teil in Abbildung 1 im Praxiseinsatz dargestellt sind. Unter diesen Sammelbegriff fallen u. a. folgende Einzelmethoden:

- Quantifizierung der Methanemissionsraten geführter Quellen (z. B. Methanschlupf im BHKW-Abgas; siehe Abb. 1, rechts oben)
- Identifikation von Biogasleckagen mittels Infrarotkamera, Laser und/oder Gasspürgeräten gemäß DVGW Merkblatt G 465-4
- Quantifizierung der Methanemissionsraten von Biogasleckagen mittels belüfteter Fo-lientunnel (siehe Abb. 1, links oben)



Abb. 1: Einzelmethoden des On-site-Methoden im Praxiseinsatz; links oben: Einhausung und Messung an einer Leckage mittels belüfteten Folientunnel; mittig oben: Dauermessung des Auslösen von Über-/Unterdrucksicherungen; rechts oben: beheizte Gasprobenahme an einer geführten Quelle (BHKW-Abgas); links unten: Messung der Stützluftemission in Doppelmembranspeichern; rechts unten: Haubenmessungen an einem offenen Gärrestlager mit offenen und geschlossenen Hauben (© Torsten Reinelt, DBFZ)

- Quantifizierung der Methandiffusionsrate aus Doppelmembrangasspeichern durch Messung am Auslassstutzen der Stützluft (siehe Abb. 1, links unten)
- Quantifizierung der Methanemissionsraten offener Gärrestlager mittels offener oder geschlossener Hauben (siehe Abb. 1, rechts unten)
- Quantifizierung der Methanemissionsraten aus Über-/Unterdrucksicherungen (ÜUDS) von Gasspeichern unter Einsatz explosionsgeschützter Messtechnik (siehe Abb. 1, oben mittig)

2.1.1 Geführte Quellen

Gemäß der VDI 4285 Blatt 1 (Verein Deutscher Ingenieure 2005) sind geführte Quellen solche Quellen „deren Emissionen geführt werden, beispielsweise durch Schornsteine oder Rohrleitungen“. Im Biogassektor trifft dies in aller Regel auf die Abgasrohre der Biogasverwertung (BHKW oder Biogasaufbereitungsanlage) zu. Im Abfallbereich kommen außerdem eingehauste Quellen, z.B. die Anlieferungs- und Substrataufbereitungshallen, deren Abluft für gewöhnlich über einen Biofilter geführt werden, hinzu.

Im Allgemeinen können die Emissionen geführter Quellen vergleichsweise einfach durch eine genormte Messung der Gaskonzentration und des Abgasvolumenstroms im Abgaskanal untersucht werden. Die BHKW immissionsschutzrechtlich genehmigter Biogasanlagen müssen in der Regel die Vorgaben der TA Luft einhalten, die insbesondere Anforderungen an typische Verbrennungsabgase (z.B. NO_x , CO, CH_2O usw.) stellt. Für organische Stoffe, deren wesentlicher Bestandteil bei Biogas-BHKW Methan ist, gibt es in der derzeit gültigen Fassung der TA Luft von 2002 keinen Grenzwert. Ob ein solcher in der novellierten TA Luft oder anderen Regularien enthalten sein wird, lässt sich derzeit nicht abschätzen.

2.1.2 Ortsunbekannte Quellen (Leckagen)

Die Identifikation von Biogasleckagen ist sowohl im Hinblick auf die Anlagensicherheit als auch für die Effizienz von Biogasanlagen von großer Bedeutung. Clemens (2014) fasst kommerziell angebotene Leckageuntersuchungen an 292 Biogasanlagen zusammen und bewertet die auftretenden Leckagen nach der Häufigkeit ihres Vorkommens. Häufig treten Biogasverluste an folgenden Anlagenteilen auf:

- Leckagen in der Biogasspeicherfolie an tragluftgestützten Doppelmembranspeichern; indirekt gemessen und bewertet über Methankonzentrationsmessung in der Tragluft → 78 x
- Undichte bzw. nicht ausreichend abgefettete Seildurchführungen von Tauchmotorrührwerken → 61 x
- Leckagen an der Befestigung des Foliendachs an der Behälterwand (Klemmschlauch, Klemmschiene) → 55 x
- Behälterlecks (inklusive Betondächer) → 34 x

Aber auch an vielen anderen gasführenden Anlagenteilen (z.B. Gasrohre, Bullaugen, Über-/Unterdrucksicherungen) konnten vereinzelt Leckagen festgestellt werden. Es sollte berücksichtigt werden, dass die Häufigkeit des Auftretens keine Rückschlüsse auf die entweichenden Emissionsraten zulässt. Gerade undichte Seildurchführungen von Tauchmotorrührwerken sind eine sehr häufig auftretende Leckage an Biogasanlagen, über die allerdings nur sehr geringe Biogasmengen an die Atmosphäre entweichen. Abbildung 2 hingegen zeigt ein besonderes Extrembeispiel aus der Praxis, welches im Rahmen der

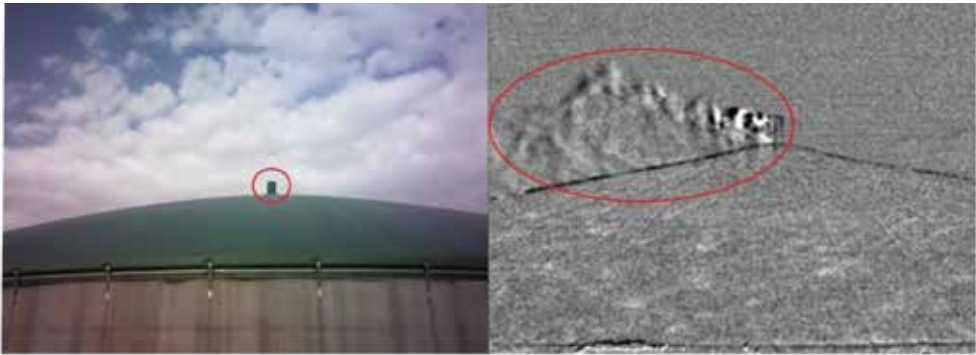


Abb. 2: Biogasleckage durch einen Folienriss an der Mittelstütze eines Einfachfoliendaches
(© Torsten Reinelt, DBFZ)

Untersuchungen des Forschungsvorhabens Betriebsbedingte Emissionen an Biogasanlagen (BetEmBGA), an einer Biogasanlage mit einer Infrarotkamera festgestellt wurde. Aufgrund der Exposition des Ortes der Leckage waren Quantifizierungsmessungen nicht möglich, aber es war in jedem Fall von signifikanten Biogasverlusten auszugehen. Die Ursache der Leckage war ein Folienriss, der vermutlich auf Reibung der Folie an der Mittelstütze des Einfachfoliendaches zurückzuführen war. Da das Foliendach zum Zeitpunkt der Messungen und der Berichtserstellung ca. 4,5 Jahre alt war und sich damit noch im 5-Jahres-Gewährleistungszeitraum befand, erhielt der Betreiber mithilfe eines zur Verfügung gestellten Berichtes eine kostenfreie Reparatur der Leckage. Regelmäßig durchgeführte Leckage- bzw. Dichtheitskontrollen haben also einen wesentlichen Einfluss auf die Vermeidung von Biogasverlusten und damit auch auf die Effizienz von Biogasanlagen. Insbesondere vor dem Auslaufen von Gewährleistungszeiträumen kann sich die Kontrolle der Biogasspeicher lohnen.

2.1.3 Flächenquellen

Die Bestimmung von Methanemissionen aus offenen Gärrestlagern mittels offener/geschlossener Hauben oder durch Remote-Sensing-(Fernmessung)-Methoden waren bereits Bestandteil mehrerer Studien (Flesch et al. 2013, Gioelli et al. 2011, Hrad et al. 2015, Husted 1994, Liebetau et al. 2013).

Die Herausforderung einer genauen Bestimmung der entweichenden Emissionen besteht in der Abhängigkeit der Emissionsrate vom Restgaspotenzial des Gärrestes und der sich im Jahresverlauf ändernden Gärresttemperatur sowie des Füllstandniveaus im Gärrestlager.

Es gibt mehrere Ansätze, um die Emissionen aus offenen Gärrestlagern zu messen oder abzuschätzen. In jedem Fall können kurzfristige bzw. einmalige Messungen den sich ändernden Füllstand und das Langzeit-Temperaturprofil im Lager nicht berücksichtigen

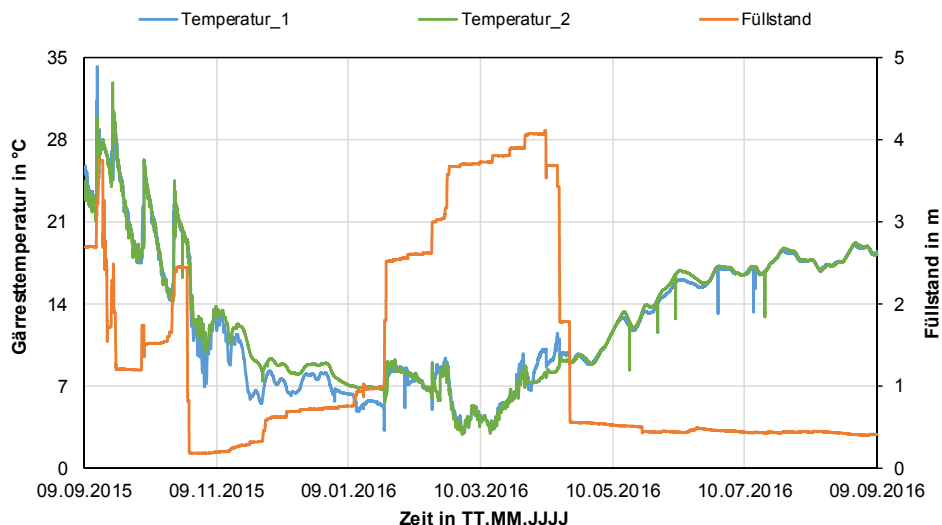


Abb. 3: Gärresttemperatur an zwei Lagerpositionen in 0,5 m unterhalb der Gärrestoberfläche und Füllstand im Jahresverlauf eines offenen Gärrestlagers (© Torsten Reinelt, DBFZ)

und können daher nur ein sehr begrenztes Bild der tatsächlichen Jahresdurchschnittsemission geben. Abbildung 3 zeigt einen an einer Biogasanlage gemessenen Temperatur- und Füllstandverlauf eines offenen Gärrestlagers.

2.1.4 Über-/Unterdrucksicherungen

Die Langzeituntersuchung betriebsbedingter Emissionen aus ÜUDS von Biogasspeichern ist ein wesentlicher Punkt im Forschungsvorhaben BetEmBGA. ÜUDS sind Sicherheits-einrichtungen und vermeiden unzulässige Betriebsdrücke und damit einhergehende Beschädigungen der Anlagentechnik. Sie sollen nur auslösen, wenn durch Betriebsstörungen wie einem Ausfall der Gasabnahme bzw. der Gasverwertungseinrichtung alle sonstigen druckreduzierenden Maßnahmen scheitern, wie z. B.

- prozessinterne Maßnahmen (z. B. geeigneter Biogasfüllstand im Normalbetrieb, Reduzierung der Substratzufuhr) oder
- Betrieb der sekundären Gasverbrauchseinrichtung (Gasfackel).

Das Auslösen von ÜUDS sollte nur im absoluten Ausnahmefall auftreten, da jedes Auslösen gleichzeitig die Freisetzung von Rohbiogas bedeutet. ÜUDS sind eine äußerst zeitveränderliche Emissionsquelle, da Überdruckereignisse in der Regel von bestimmten Betriebszuständen (z. B. fehlende Gasabnahme) oder sich schnell verändernden atmosphärischen Umgebungsbedingungen (insbesondere Umgebungstemperatur, Sonneneinstrahlung) abhängen.

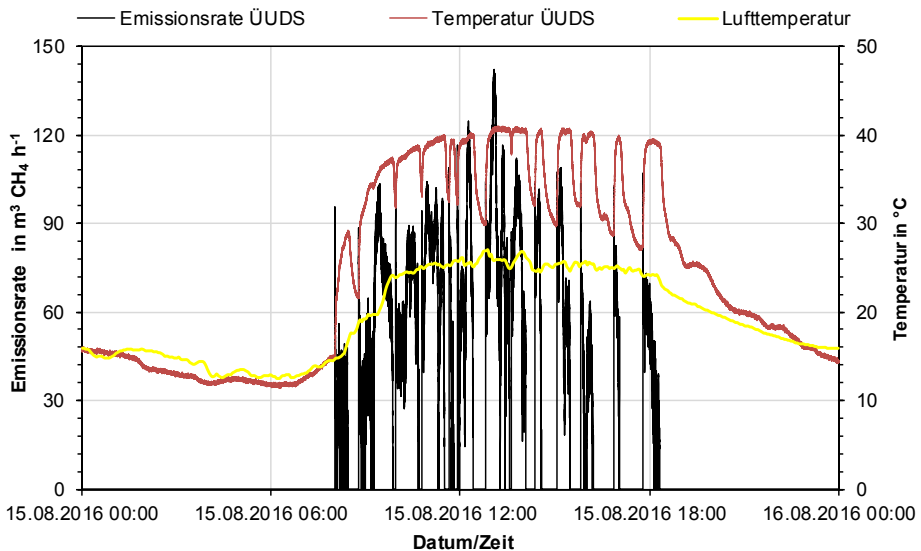


Abb. 4: Beispielhafter Tagesverlauf des Auslösens einer Über-/Unterdrucksicherung. Im Abblaserrohr der Sicherung waren ein Strömungssensor (schwarze Linie) und ein Temperatursensor installiert (© Torsten Reinelt, DBFZ)

Reinelt et al. (2016) entwickelte eine Methodik für die Langzeituntersuchung von ÜUDS durch Messung der Strömungsgeschwindigkeit und/oder der Temperatur im Abblaserrohr der ÜUDS.

Durch die Messung der Strömungsgeschwindigkeit können das tatsächlich emittierte Methanvolumen und die Dauer einzelner Auslöseereignisse gemessen werden. Ein Temperatursensor kann die Häufigkeit und die Dauer der einzelnen Auslöseereignisse registrieren, da die steigende (Beginn eines Ereignisses) und sinkende Temperaturflanke (Ende eines Ereignisses) im Abblaserrohr der ÜUDS erfasst wird. Abbildung 4 zeigt den gleichförmigen Verlauf von Strömungssensor (schwarze Linie) und Temperatursensor (rote Linie) im Abblaserrohr derselben ÜUDS.

Derzeit laufen im Projekt BetEmBGA Langzeitmessungen (ca. 1 Jahr) an den ÜUDS der Gasspeicher ausgewählter Biogasanlagen. Die erste Messphase mit vier untersuchten Anlagen ist inzwischen abgeschlossen worden und die zweite Messphase endet im Sommer 2018. Aus den Langzeitmessungen sollen folgende Erkenntnisse gewonnen werden:

- Häufigkeit des Ansprechens von ÜUDS in der Praxis
- Erste Emissionsfaktoren für diese Emissionsquelle
- Ursachen für das Ansprechen (Biogasspeichermanagement, Fahrweise, saisonale Effekte und insbesondere der Temperatureinfluss, Betriebszustände)
- Auswirkungen von Optimierungen im Anlagenbetrieb auf eine Reduktion der Emissionen

2.2 Remote-Sensing-Methoden

Die sogenannten Remote-Sensing-(Fernmessung)-Methoden bestimmen „die Konzentration von Luftverunreinigungen in räumlicher Entfernung zum Messgerät“ (Verein Deutscher Ingenieure 2005). Sie umfassen verschiedene Einzelmethoden, die die Erfassung der Gesamtmethanemission einer Biogasanlage ermöglichen (Flesch et al. 2011, Groth et al. 2015, Holmgren et al. 2015, Hrad et al. 2015, Mønster et al. 2014, Reinelt et al. 2017b, Robinson et al. 2011, Wolf und Scherello 2013). Die Anlage selbst ist dabei eine „black box“, das heißt durch Remote Sensing kann nicht bestimmt werden, welche Einzelquellen welchen Beitrag zur Gesamtemissionsrate der Anlage beitragen. Alle Einzelmethoden bestimmen die atmosphärische Methankonzentration auf der windzu- und abgewandten Seite der Biogasanlage. Die Methanemissionsrate der Anlage wird schließlich indirekt unter Nutzung mikrometeorologischer Modelle simuliert (inverse Ausbreitungsrechnung) oder mittels Freisetzung eines Tracergases (Tracergasmethode, z.B. Acetylen als Tracergas) im Quellgebiet während der Messung, berechnet.

Remote-Sensing-Methoden erlauben es, tatsächlich alle Einzelquellen der Anlage zu erfassen ohne dabei den Anlagenbetrieb oder das Emissionsverhalten der Einzelquellen zu beeinflussen. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die mittels Remote-Sensing-Methoden gemessenen Methanemissionsfaktoren an Biogasanlagen.

Tab. 1: Literaturüberblick über gemessene Methanemissionsfaktoren mittels Remote-Sensing-Methoden, angepasst nach Reinelt et al. (2017a)

Remote-Sensing-Methode	Anlagentyp (Anzahl Anlagen)	Emissionsfaktor in % CH ₄ -Verlust ¹⁾	Literatur
DIAL + Fenceline Monitoring	Landwirtschaftlich mit Biogasaufbereitung (1)	0,4	Wolf und Scherello 2013
Inverse Ausbreitungsrechnung	Landwirtschaftlich (1)	3,1	Flesch et al. 2011
	Landwirtschaftlich mit Biogasaufbereitung (3)	0,2–2,0	Westerkamp et al. 2014
	Landwirtschaftlich (1)	4,0	Groth et al. 2015
	Landwirtschaftlich (3) Bioabfallvergärung (2)	1,6–5,5	Hrad et al. 2015
Inverse Ausbreitungsrechnung, Tracergasmethode	Bioabfallvergärung (1)	0,6–3,0	Holmgren et al. 2015, Reinelt et al. 2017b

¹⁾ Prozent CH₄ bezieht die Methanemissionsrate auf die in der Biogasanlage produzierte Methanmenge.

3 Methodenharmonisierung

Zur Harmonisierung und Standardisierung der verschiedenen On-site- und Remote-Sensing-Methoden wird im noch laufenden Forschungsvorhaben MetHarmo ein Standard entwickelt, der zukünftig vergleichbare Ergebnisse von Emissionsmessungen unter Nutzung verschiedener Methoden gewährleisten soll.

Dabei sollen vergleichbar zu bestehenden Richtlinien (z. B. VDI-Richtlinien) die Vor- und Nachteile der verschiedenen Messmethoden dargestellt sowie wesentliche Vorgaben zur Vorgehensweise zur Durchführung einer Emissionsmessung erarbeitet sowie deren Einsatzbereiche und notwendige Voraussetzungen beschrieben werden. Wesentlicher Bestandteil des Vorhabens sind zwei gemeinsame Messphasen an landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit Beteiligung verschiedener internationaler Forschungseinrichtungen. Die beiden teilnehmenden On-site-Teams aus Deutschland und Schweden nutzen Infrarotkameras und Methandektoren für die Leckagesuche und verschiedene Methoden (siehe Kapitel 2) für die Quantifizierung der Einzelquellen (Holmgren et al. 2015, Liebetrau et al. 2013, Reinelt et al. 2017b). Drei Remote-Sensing-Teams aus Deutschland und Österreich nutzen die inverse Ausbreitungsrechnung mittels Laserspektrometer in Verbindung mit mathematischen Ausbreitungsmodellen (Flesch et al. 2011; Groth et al. 2015; Hrad et al. 2015). Ein weiteres Remote-Sensing-Team aus Dänemark wendet die Tracer-gasmethode an. Ein zusätzliches Team aus Großbritannien setzte Differential Absorption LIDAR (DIAL, LIDAR = Light Detection and Ranging) als Referenzmethode ein.

Die erste Messphase fand im Oktober 2016 und die zweite Messphase im Mai 2017 statt. Dabei wurden Vergleichsmessungen zwischen den einzelnen Methoden zeitgleich an ausgewählten Biogasanlagen durchgeführt. Die erste Messphase ist inzwischen zum überwiegenden Teil ausgewertet. Die gemessenen Emissionsfaktoren bewegten sich dabei zwar in vergleichbaren Größenordnungen (0,2–1,2 % CH₄), unterlagen jedoch dennoch signifikanten Abweichungen zueinander. Insbesondere die On-site- und Remote-Sensing-Methoden weichen methodisch bedingt voneinander ab. Insbesondere das Vorhandensein vieler kleiner Leckagen, mit für sich betrachtet geringen Biogasverlusten, verhindert die vollständige Quantifizierung der Methanemissionen mittels On-site-Methodik mit angemessenem Zeitaufwand. Die Validierung der Remote-Sensing-Methoden erfolgte durch die kontrollierte Freisetzung von Methan aus einer Druckgasflasche („künstliche Emissionsquelle“). Dabei wurde der, mit einem Mass Flow Controller gemessene, freigesetzte Methanvolumenstrom den modellierten Emissionsraten der Remote-Sensing-Teams gegenübergestellt. Anhand der gemeinsamen Emissionsmessungen und der daraus resultierenden Ergebnisse soll dann das harmonisierte Vorgehen zur Durchführung von Emissionsmessungen an Biogasanlagen entwickelt werden.

4 Emissionsminderungsmaßnahmen

Zur Minderung von Methanemissionen an landwirtschaftlichen Biogasanlagen sind die Minderungspotenziale mit dem höchsten Potenzial zweifellos die Reduktion des Methanschlupfes im BHKW-Abgas sowie eine nachträgliche, gasdichte Abdeckung noch offener oder nicht gasdicht abgedeckter Gärrestlager.

Die dauerhafte, signifikante Reduktion des Methanschlupfes, z. B. auf die allgemeinen Vorgaben für organische Stoffe der TA Luft (50 mg C m^{-3}), lässt sich nach derzeitigem Stand der Technik nur mit einer Thermischen Nachverbrennung realisieren. Da diese Aggregate sehr hohe Investitionen erfordern und nur eine begrenzte Flexibilität hinsichtlich An- und Abfahrbetrieb haben, sind diese in aller Regel keine Option. Die nachträgliche, gasdichte Abdeckung von Gärrestlagern ist hingegen eine in der Praxis häufig durchgeführte Minderungsmaßnahme, da mit ihr neben reiner Emissionsminderung z. B. auch die Gasspeicherkapazität für einen flexiblen Anlagenbetrieb oder die Verweilzeit des Gärrestes im gasdichten Raum erhöht werden kann.

Neben diesen allgemeinen konstruktiven Maßnahmen können durch Veränderungen im Anlagenbetrieb (ggf. auch unterstützt durch konstruktive Maßnahmen) und der Betriebsorganisation ebenfalls in erheblichem Maße sowohl Emissionen gemindert als auch die Anlageneffizienz erhöht werden. Folgende Maßnahmen sind dabei zu berücksichtigen:

- Allgemeines:
 - Zur Erhaltung einer effizienten Gasverwertung sollten regelmäßige Wartungen bzw. Generalüberholungen der BHKWs vorgenommen werden, um einerseits Kohlenwasserstoffemissionen zu senken und andererseits den elektrischen Wirkungsgrad auf möglichst hohem Niveau zu erhalten (Aschmann 2014).
 - Zur Vermeidung diffuser Biogasverluste sollten regelmäßige Leckagesuchen bzw. Dichtheitsprüfungen vorgenommen werden (siehe Kapitel 2.1.2).
 - Bei noch hohen Restgaspotenzialen des Gärrestes und zur Vermeidung einer nachträglichen Abdeckung von Gärrestlagern kann durch den Einsatz von Substrataufschlussverfahren und/oder durch Verlängerung der Verweilzeiten der Abbaugrad erhöht und die Restgasemissionen verringert werden.
- Biogasspeichermanagement:
 - Es sollte eine vorausschauende Nutzung der Gasspeicherkapazität angestrebt werden, d. h. der Füllstand der Gasspeicher im Normalbetrieb sollte bei ca. 50 % liegen und ggf. eine Regelung der Substratzufuhr in Abhängigkeit des Gasspeicherfüllstandes eingesetzt werden. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass beim Einsetzen von Betriebsstörungen (z. B. Ausfall der Gasabnahme) die Gasspeicher noch über Pufferkapazitäten verfügen.

- Bei der Fahrweise der Gasspeicher sollten zudem saisonale Effekte, insbesondere Umgebungstemperatur und Sonneneinstrahlung, berücksichtigt werden, da sich die unmittelbar auf die Gasexpansion/-kompression im Speicher und damit auf den Füllstand auswirkt.
- Eine nach Gasspeicherfüllstand geregelte, automatisch zündende Fackel trägt zur Vermeidung des Ansprechens von ÜUDS bei.
- Bei geplanten Wartungen (z. B. am BHKW) sollte im Vorfeld eine sinnvolle Anpassung der Substratzufuhr vorgenommen werden, um zur Vermeidung von Fackelverlusten beizutragen.
- Eine Auslöserfassung für das Ansprechen von ÜUDS bei Überdruck kann einem Anlagenbetreiber dabei helfen, die Häufigkeit dieser Fälle zu erkennen und ggf. Gegenmaßnahmen einzuleiten. Manche Hersteller für ÜUDS bieten entsprechende Sensorik mit an, wie z. B. Biogaskontor Köberle (<https://www.biogaskontor.de/index.php?id=28>).
- Das Gasspeichermanagement – der kombinierte Betrieb verschiedener Speicher – erfordert eine entsprechende Auslegung der Biogasleitungen und Kontrollmöglichkeiten der Stützluftgebläse bei Doppelmembranspeichern (z. B. durch Regelung der Leistung der Stützluftgebläse). Damit sind die Füllstände regelbar und Verluste können vermieden werden.

5 Zusammenfassung

Die Messung und Minderung von (Methan-)Emissionen im Anlagenbetrieb von Biogasanlagen hat in den vergangenen Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen. Im Rahmen mehrerer Forschungsvorhaben in verschiedenen europäischen Ländern wurde die Entwicklung und Erprobung verschiedener Emissionsmessmethoden (On-site- und Remote-Sensing-Methoden) vorangetrieben. Die Resultate zeigen, dass insbesondere betriebsbedingte Emissionen aus dem Anlagenbetrieb heraus von Bedeutung sind. Diese können beispielsweise dem Anlagenbetreiber unbekannte Leckagen oder betriebsbedingte Emissionen aus ÜUDS infolge einer ungünstigen Fahrweise der Gasspeicher sein. Da betriebsbedingte Emissionen sehr zeitabhängig sind, erfordern diese in der Regel sehr lange Messzeiträume und die Berücksichtigung der dabei vorliegenden Betriebszustände und der Betriebsweise der betrachteten Anlage. Auch im Hinblick auf die zukünftigen Herausforderungen für die Biogasbranche (Bereitstellung von Systemdienstleistungen, flexible Fahrweise) sollten sich Emissionsminderungsstrategien u. a. auf das Biogasspeichermanagement konzentrieren.

Literatur

- Aschmann, V. (2014): Einflussfaktoren auf die Kohlenwasserstoffkonzentration im Abgas biogasbetriebener Blockheizkraftwerke. In: Emissionsminderung 2014. Stand – Konzepte – Fortschritte, VDI-Berichte 2214, Düsseldorf, S. 193–201
- Clemens, J. (2014): Erfahrungen bei der Untersuchung von Biogasanlagen auf Gasdichtheit. *gwf-Gas|Erdgas* 03, S. 128–130
- Daniel-Gromke, J.; Liebetau, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Scheftelowitz, M.; Nelles, M. (2017): Aktuelle Entwicklungen bei der Erzeugung und Nutzung von Biogas. In: Tagungsband des 10. Biogasinnovationskongresses
- Flesch, T.K.; Desjardins, R.L.; Worth, D. (2011): Fugitive methane emissions from an agricultural biogas digester. *Biomass and Bioenergy* 35 (9), pp. 3927–3935
- Flesch, T.K., Verge, X.P.C., Desjardins, R.L., Worth, D. (2013): Methane emissions from a swine manure tank in western Canada. *Can. J. Anim. Sci.* 93, pp. 159–169
- Gioelli, F.; Dinuccio, E.; Balsari, P. (2011): Residual biogas potential from the storage tanks of non-separated digestate and digested liquid fraction. *Bioresour. Technol.* 102, pp. 10248–10251
- Groth, A.; Maurer, C.; Reiser, M.; Kranert, M. (2015): Determination of methane emission rates on a biogas plant using data from laser absorption spectrometry. *Bioresour. Technol.* 178, pp. 359–361
- Holmgren, M.A.; Nørregaard Hansen, M.; Reinelt, T.; Westerkamp, T.; Jørgensen, L.; Scheutz, C.; Delre, A., 2015. Measurements of methane emission from biogas production: Data collection and comparison of measurement methods. REPORT 2015:158, Malmö
- Hrad, M.; Piringner, M.; Huber-Humer, M. (2015): Determining methane emissions from biogas plants - Operational and meteorological aspects. *Bioresour. Technol.* 191, pp. 234–243
- Husted, S. (1994): Seasonal Variation in Methane Emissions from Stored Slurry and Solid Manures. *J. Environ. Qual.* 23, pp. 585–592
- Liebetau, J.; Reinelt, T.; Clemens, J.; Hafermann, C.; Friehe, J.; Weiland, P. (2013): Analysis of greenhouse gas emissions from 10 biogas plants within the agricultural sector. *Water science and technology* 67(6), pp. 1370–1379
- Mønster, J.; Samuelsson, J.; Kjeldsen, P.; Rella, C.; Scheutz, C. (2014): Quantifying methane emission from fugitive sources by combining tracer release and downwind measurements – a sensitivity analysis based on multiple field surveys. *Waste Management* 34, pp. 1416–1428
- Reinelt, T.; Liebetau, J.; Nelles, M. (2016): Analysis of operational methane emissions from pressure relief valves from biogas storages of biogas plants. *Bioresour. Technol.* 217, pp. 257–264
- Reinelt, T., Clauß, T., Liebetau, J. (2017a). Monitoring of methane emissions from biogas plants. In: *gas for energy 2017* (2), pp. 28–33
- Reinelt, T.; Delre, A.; Westerkamp, T.; Holmgren, M. A.; Liebetau, J.; Scheutz, C. (2017b): Comparative use of different emission measurement approaches to determine methane emissions from a biogas plant. *Waste Management* (2017), <http://dx.doi.org/10.1016/j.wasman.2017.05.053>, Zugriff am 22.6.2017

- Robinson, R.; Gardiner, T.; Innocenti, F.; Woods, P.; Coleman, M. (2011): Infrared differential absorption Lidar (DIAL) measurements of hydrocarbon emissions. *Journal of environmental monitoring* 13(8), pp. 2213–2220
- Verein Deutscher Ingenieure (2005); VDI 4285 Blatt 1 _ Messtechnische Bestimmung der Emissionen diffuser Quellen – Grundlagen. Beuth Verlag GmbH, Berlin
- Westerkamp, T.; Reinelt, T.; Oehmichen, K.; Ponitka, J.; Naumann, K. (2014): KlimaCH4 - Klimateffekte von Biomethan. DBFZ Rep. 20
- Wolf, D.; Scherello, A. (2013): Messung der Methanemission an der Biogasanlage Einbeck mittels CHARM®. *Gwf Gas|Erdgas* 5., S. 304–309

Düngewirkung von Gärresten unter besonderer Berücksichtigung des Elementes Phosphor

SILVIA BACHMANN-PFABE, THERESA ZICKER, SEBASTIAN FIEDLER,
BETTINA EICHLER-LÖBERMANN

1 Einleitung

Die Erzeugung von Biogas stellt ein wichtiges zusätzliches Standbein für viele landwirtschaftliche Betriebe dar. Die dabei anfallenden Gärreste werden idealerweise auf die landwirtschaftlichen Flächen zurückgeführt, um Nährstoffkreisläufe zu schließen und mineralische Düngemittel einzusparen. Die optimale pflanzenbauliche Verwertung von Gärresten setzt aber die genaue Kenntnis ihrer Zusammensetzung und ihrer Düngewirkung voraus. Dabei ist nicht nur die Wirkung von Gärresten auf die Nährstoffversorgung verschiedener Kulturarten zu berücksichtigen, sondern auch ihr Effekt auf das Bodenleben, die Bodenstruktur und die Nährstoffverfügbarkeit im Boden. Es liegen bereits eine Reihe von Studien vor, welche die Stickstoff(N)- und Ertragswirkung von Gärresten untersuchen (Möller und Müller 2012). Bezüglich der Wirkung von Gärresten auf die Phosphor(P)-Versorgung der Pflanze, die P-Verfügbarkeit im Boden und die mikrobielle Aktivität von Böden besteht jedoch noch Forschungsbedarf.

Vor diesem Hintergrund werden an der Professur Pflanzenbau der Universität Rostock seit mehreren Jahren Gärreste aus Praxisanlagen hinsichtlich ihrer Nährstoffgehalte und ihrer Wirkung auf die P-Versorgung der Pflanze und den P-Kreislauf des Bodens untersucht. Dabei werden die Effekte der Gärreste sowohl unter Gefäß- als auch unter Praxisbedingungen geprüft. Im Rahmen eines durch die Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe geförderten Projektes (2012 bis 2015) konnte zudem die Wirkung der mechanischen Fest-Flüssig-Trennung auf die Nährstoffverteilung und die Nährstoffverfügbarkeit in den Gärrestfraktionen und deren Wirkung auf Pflanze und Boden untersucht werden.

2 Nährstoffgehalte und Nährstoffverfügbarkeit in verschiedenen Gärresten

Die Nährstoffgehalte der untersuchten Gärreste schwankten je nach Inputsubstrat und Gärbedingungen, lagen aber in etwa in dem Bereich von Rinder- und Schweinegülle. Die N-Gehalte lagen zwischen 0,5 und 0,6 % in der Frischmasse, wobei etwas höhere N-Gehalte in Gärresten aus Energiepflanzen erwartet werden können (Tab. 1). So gelangen

bei einer praxisüblichen Aufwandmenge von $30 \text{ m}^3 \text{ ha}^{-1}$ zwischen 130 und 170 kg N auf die Fläche. Im Einzelfall, wie beim Gärrest NawaRo 1, können es aber auch 190 kg N ha^{-1} sein. Eine regelmäßige Nährstoffanalytik ist daher unbedingt notwendig, um die Vorgaben der novellierten Düngeverordnung, die auch den N-Anteil von Gärresten aus pflanzlichen Substraten berücksichtigt, einzuhalten und Bilanzüberschüsse zu vermeiden. Der Ammonium-N-Anteil ($\text{NH}_4\text{-N}$) am Gesamt-N schwankte in den beprobten Anlagen je nach Inputmischung zwischen 50 und 80 %. Insbesondere bei Gärresten mit einem hohen Anteil an Schweinegülle im Inputsubstrat und bei Gärresten aus Nahrungsmittelresten ist mit einem hohen Anteil an mineralischem N zu rechnen.

Die P-Gehalte lagen zwischen 0,06 und 0,13 % der Frischmasse. Die Menge an P, die mit einer praxisüblichen Aufwandmenge von $30 \text{ m}^3 \text{ ha}^{-1}$ Gärrest auf die Fläche gelangt, liegt damit zwischen 15 und 25 kg. Der Anteil leicht extrahierbaren P am Gesamt-P war mit > 70 % vergleichbar hoch (außer Gärrest aus Nahrungsmittelresten). Somit ist auch mit einer guten Pflanzenverfügbarkeit des in den Gärresten enthaltenen P zu rechnen. Beachtlich sind auch die Gehalte an Kalium (K), vor allem in Gärresten aus Anlagen mit einem hohen Anteil an Energiepflanzen im Inputsubstrat. Bei einer Ausbringmenge des Gärrestes von $30 \text{ m}^3 \text{ ha}^{-1}$ können damit bis zu 140 kg K auf die Fläche gelangen, was über den K-Frachten herkömmlicher Rinder- oder Schweinegülle liegt (Tab. 1).

Tab. 1: Zusammensetzung von Gärresten aus verschiedenen Praxisanlagen in Abhängigkeit des Inputsubstrates (Mittelwert aus 2 Prüfjahren, Bachmann 2013)

Substrat	TS in % d. FM	OS in % d. FM	N in % d. FM	$\text{NH}_4\text{-N}$ in % d. N	P in % d. FM	P_{leicht} in % d. P	K in % d. FM
Rindergülle	8,96	7,34	0,45	49	0,05	72	0,21
Schweinegülle	4,86	3,75	0,51	72	0,08	60	0,27
GR Rind 1	7,76	5,99	0,49	51	0,07	71	0,24
GR Rind 2	6,58	5,40	0,42		0,06	73	0,24
GR Schwein	3,97	2,88	0,50	76	0,07	74	0,24
GR Rind + Schwein	5,38	3,73	0,43	67	0,06	80	0,24
GR NawaRo 1	12,4	9,61	0,64	45	0,13	70	0,47
GR NawaRo 2	8,28	6,69	0,61	54	0,08	73	0,39
GR NawaRo 3	12,8	10,6	0,58	46	0,12	76	0,47
GR Nahrungsrest	2,89	1,61	0,53	81	0,05	15	0,32

TS = Trockensubstanz, OS = organische Substanz, FM = Frischmasse, P_{leicht} = leicht löslicher P in % des Gesamt-P (P extrahierbar in Wasser und 0,5 M NaHCO_3), GR = Gärrest

GR Rind > 80 Masse-% Rindergülle im Inputsubstrat, GR Schwein > 80 Masse-% Schweinegülle im Inputsubstrat, GR NawaRo 100 Masse-% Energiepflanzen im Inputsubstrat, GR Nahrungsrest aus Nahrungsmittelabfällen

Die mechanische Fest-Flüssig-Trennung mittels Pressschnecken oder Dekanter-zentrifuge ist eine einfache, aber wirkungsvolle Methode, um Gärreste aufzubereiten. Insbesondere in Regionen mit einer hohen Dichte an viehhaltenden Betrieben und Biogasanlagen kann sie dazu beitragen, die in Gärresten enthaltenen Nährstoffe gezielt und bedarfsgerecht einzusetzen. Die nach der Separation vorliegende Festphase zeichnet sich durch einen hohen Trockenmasse- und Nährstoffgehalt aus und lässt sich auch über größere Entfernungen transportieren (Tab. 2).

In den untersuchten Festphasen der Gärreste waren die Gehalte an P mit etwa 0,3 % der Frischmasse viermal höher als in unseparierten Gärresten. Der Anteil an leicht extrahierbaren P in der Festphase lag, wie bei den unseparierten Gärresten, zwischen 70 und 87 % des Gesamt-P, was auf eine gute Pflanzenverfügbarkeit des enthaltenen P hindeutet. Diese Größenordnung ist vergleichbar mit Ergebnissen aus anderen Studien (Ajiboye et al. 2004, Dou et al. 2000).

Tab. 2: Zusammensetzung der Gärreste sowie der Flüssig- und Festphasen nach der mechanischen Separation in zwei ausgewählten Praxisanlagen (Bachmann et al. 2017).

Parameter	Einheit	Anlage A (Rind)			Anlage B (NawaRo)		
		GR	flüssig	fest	GR	flüssig	fest
TS	% d. FM	6,64	4,80	32,7	6,41	4,92	28,3
N	% d. FM	0,42	0,39	0,75	0,46	0,42	0,86
NH ₄ -N	% d. N	49	54	41	33	38	19
P	% d. FM	0,07	0,05	0,32	0,06	0,04	0,28
P _{leicht}	% d. P	81,7	75,2	86,6	87,1	71,3	71,8
K	% d. FM	0,30	0,35	0,29	0,32	0,40	0,34
Mg	% d. FM	0,08	0,06	0,31	0,04	0,07	0,14

TS = Trockensubstanz, FM = Frischmasse, GR = Gärrest, P_{leicht} = leicht löslicher P in % des Gesamt-P (P extrahierbar in Wasser und 0,5 M NaHCO₃)

Anlage A: 57 % Rindergülle + 43 % Maissilage, Pressschnecke, Abscheidegrad (Flüssig/Fest, in %) 92/8;

Anlage B: 87 % Maissilage, 4 % Grassilage, 9 % Ganzpflanzensilage, Dekanter, Abscheidegrad 89/11

Die Wirkung der Gärreste und der mechanischen Fest-Flüssig-Trennung auf die Nährstoffaufnahme von Mais und Amarant wurde in einem achtwöchigen Gefäßversuch untersucht (Tab. 3).

Tab. 3: Wirkung der Gärrestfraktionen auf den Ertrag und die P-Aufnahme von Amarant und Mais im achtwöchigen Gefäßversuch auf einem P-armen lehmigen Sand (Bachmann et al. 2017)

Variante	Amarant		Mais	
	TM-Ertrag in g/Gefäß	P-Aufnahme in mg/Gefäß	TM-Ertrag in g/Gefäß	P-Aufnahme in mg/Gefäß
NK	33,1 a	112 a	37,4 a	58,3 a
NPK	33,1 a	150 b	68,8 b	110 bc
Rindergülle	35,9 abc	186 c	64,0 b	112 bc
GR Rind	39,5 bc	172 bc	63,0 b	101 b
GR Rind flüssig	37,9 abc	166 bc	61,2 b	101 b
GR Rind fest	36,2 abc	169 bc	59,8 b	106 bc
Gärrest NawaRo	41,1 c	186 c	63,5 b	115 c
Gärrest NawaRo flüssig	38,2 abc	213 d	64,9 b	108 bc
Gärrest NawaRo fest	35,2 ab	182 c	59,4 b	102 b

GR = Gärrest, TM-Ertrag = Trockenmasseertrag

GR Rind: 57 % Rindergülle + 43 % Maissilage, Pressschnecke, Abscheidegrad (Flüssig/Fest, in %) 92/8; GR NawaRo: 87 % Maissilage, 4 % Grassilage, 9 % Ganzpflanzensilage, Dekanter, Abscheidegrad 89/11

Ergebnisse der zweifaktoriellen Varianzanalyse und des Mittelwertvergleichs: Duncan-Test, $p \leq 0,05$.

Unterschiedliche Buchstaben kennzeichnen signifikante Unterschiede zwischen den Düngungsvarianten.

Dabei wurde die zu applizierende Aufwandmenge so berechnet, dass mit allen Substraten eine einheitliche P-Zufuhr von 200 mg P je Gefäß erreicht wurde. Bei gleicher P-Zufuhr zeigten die mit den Gärresten gedüngten Pflanzen eine ähnliche P-Aufnahme wie die mit einer leicht löslichen mineralischen P-Quelle (Triple-Superphosphat, TSP) gedüngten Pflanzen. Wegen der höheren P-Konzentration wurden die Festphasen in einer geringeren Aufwandmenge als die unseparierten Gärreste gedüngt, was jedoch keine Auswirkung auf Erträge und die P-Aufnahmen der Pflanzen hatte.

3 Wirkung von Gärresten auf Pflanzen und Bodenparameter im mehrjährigen Feldversuch

Seit September 2008 wird die pflanzenbauliche Wirkung unvergorener (Gärgut) und vergorener Gülle (Gärrest) im Praxisversuch zusammen mit einem Landwirtschaftsbetrieb in Mecklenburg-Vorpommern untersucht. Das unvergorene Substrat (Masseanteile: ca. 93 % Rindergülle, 6 % Maissilage, 1 % Getreidekorn) und das vergorene Substrat (Gärrest nach 28 Tagen Vergärung) werden in einer Aufwandmenge von 20 m³ im Frühjahr

und 10 m³ im Herbst nach der Ernte ausgebracht. Als Kontrolle dient eine Variante ohne P (NK), aber mit einer mineralischer N- und K-Düngung (Kalkammonsalpeter, 60er Kali).

Die Erträge der Fruchtarten wurden durch die Düngung beeinflusst und waren nach der Zufuhr von Gärgut und Gärrest höher als in der P-freien Kontrolle. Tendenziell wurden nach der Applikation des unvergorenen Gärgutes die höchsten Erträge erzielt (Tab. 4).

Tab. 4: Erträge der Fruchtarten nach mehrjähriger Düngung mit Gärresten unter Feldbedingungen

Jahr	Kultur	Gärgut	Gärrest in dt ha ⁻¹	NK
2009	Mais	117 a	113 a	102 a
2010	Mais	178 a	174 a	148 a
2011	Mais	232 b	208 a	203 a
2012	Mais	208 b	195 b	132 a
2013	Zuckerrübe	288 b	236 ab	184 a
2014	Winterweizen	98,6 b	84,7 ab	80,8 a
2015	Wintergerste	89,6 a	75,8 a	74,8 a
2016	Winterraps	39,7 a	41,8 a	35,3 a
Mittelwert		156	141	120

Gärgut = unvergorenes Ausgangsubstrat der Biogasanlage, Gärrest = Gärückstand, NK = mineralische N- und K-Düngung, Ergebnisse der Varianzanalyse und des Mittelwertvergleichs: Duncan-Test, $p \leq 0,05$.
Unterschiedliche Buchstaben kennzeichnen signifikante Unterschiede zwischen den Düngungsvarianten.

Die Entwicklung wesentlicher Bodenparameter in dem Praxisversuch ist in Tabelle 5 dargestellt. Nach sechs Versuchsjahren war ein deutlich niedrigerer Gehalt an leicht pflanzenverfügbarem P im Boden in der NK-Variante im Vergleich zu den Varianten mit P-Zufuhr festzustellen. Zwischen der Gülle- und der Gärrestvariante wurden hingegen keine Unterschiede bezüglich der Konzentration an pflanzenverfügbarem P im Boden festgestellt. Es zeigten sich jedoch deutliche Unterschiede bezüglich des Gehaltes an organischer Bodensubstanz und der Aktivität der Mikroorganismen (Dehydrogenase-Aktivität) im Boden. Während eine Düngung mit der unvergorenen Gülle zu höheren Gehalten an organischer Bodensubstanz und zu einer Stimulation der Mikroorganismen-Aktivität im Boden führte, war die Wirkung der vergorenen Gülle diesbezüglich gering und vergleichbar mit einer mineralischen Düngung. Die gleiche Aussage lässt sich auch für die Aktivität der alkalischen Phosphatase treffen (Bachmann et al. 2014). Anders als unvergorene Güllen scheinen Gärreste somit weniger zur Förderung des Bodenlebens beizutragen. Gründe dafür könnten die geringere Zufuhr an organischer Substanz (OS) mit den Gärresten, eine veränderte Qualität der OS sowie Sterol-Gehalte in den Gärresten sein (Heumann et al. 2013, Marcato et al. 2009, Schievano et al. 2009).

Tab. 5: Entwicklung des pflanzenverfügbaren P-Gehaltes (0–30 cm), des Gehaltes an organischer Bodensubstanz und der mikrobiellen Aktivität nach mehrjähriger Düngung mit Gärresten unter Feldbedingungen (Bachmann et al. 2017)

Jahr	Variante	PdI in mg/kg	pH-Wert	OBS in %	MO-Aktivität in $\mu\text{g TPF/g}$
2012	Gärgut	56,6 b	5,49 b	2,44 b	22,4 b
	Gärrest	59,3 b	5,27 a	2,34 a	10,6 a
	NK	50,2 a	5,47 b	2,28 a	10,6 a
2013	Gärgut	65,8 a	5,54 b	2,42 b	33,1 b
	Gärrest	63,7 a	5,30 a	2,38 b	19,0 a
	NK	60,7 a	5,49 b	2,29 a	20,0 a
2014	Gärgut	65,7 b	5,58 a	2,36 b	30,0 b
	Gärrest	64,3 b	5,51 a	2,27 a	16,8 a
	NK	54,6 a	5,55 a	2,20 a	18,3 a

Gärgut = unvergorenes Ausgangssubstrat der Biogasanlage, Gärrest = Gärrückstand, NK = mineralische N- und K-Düngung, PdI = doppellaktatlöslicher P, OBS = organische Bodensubstanz, MO-Aktivität = mikrobielle Aktivität, gemessen als Dehydrogenase-Aktivität. Ergebnisse der Varianzanalyse und des Mittelwertvergleichs: Duncan-Test, $p \leq 0,05$. Unterschiedliche Buchstaben kennzeichnen signifikante Unterschiede zwischen den Düngungsvarianten.

Die geringere Ausbringungsmenge an OS mit den Gärresten lässt sich auf den Verlust leicht umsetzbarer Kohlenstoff(C)-Fraktionen zurückführen, die während des Gärprozesses in Methan und Kohlendioxid (CO_2) umgewandelt werden (Möller und Müller 2012). Der dadurch gesunkene Gehalt an (für das Bodenleben) leicht verfügbarem C bewirkt eine Verringerung der heterotrophen Bodenrespiration, was sich anhand verringerter CO_2 -Emissionen im Vergleich zu einer Düngung mit unvergorener Gülle beobachten lässt (Stumpe et al. 2012). In einem Feldversuch zeigte sich, dass der Rückgang der CO_2 -Emissionen nach einer Gärrest-Applikation durch Bodenbearbeitung verstärkt wird (Fiedler et al. 2016, Abb. 1).

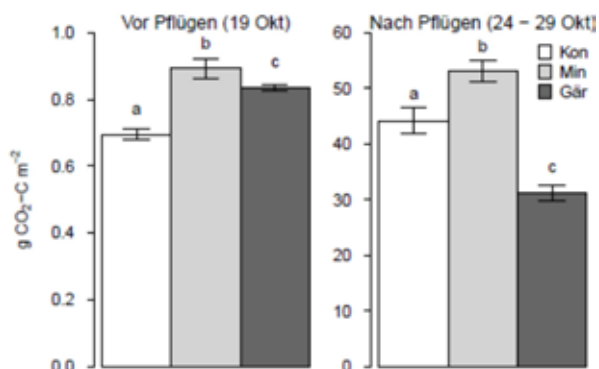


Abb. 1: Kumulierte CO_2 -Emissionen eines Tages vor Bodenbearbeitung mit einem Pflug (30 cm Tiefe, links) und für sechs Tage direkt nach dieser Bodenbearbeitung (rechts) von drei Varianten mit Gärrestgülle (Gär), mineralischer KAS-Düngung (Min) sowie einer Kontrolle (Kon)

4 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Gärreste enthalten neben N und K auch nennenswerte Mengen an P, der in gut pflanzenverfügbarer Form vorliegt und eine geeignete P-Quelle für den Pflanzenbau darstellt. Durch die mechanische Fest-Flüssig-Trennung mittels Pressschnecken oder Dekanterzentrifugen kann der in den Gärresten enthaltene P in der Festphase angereichert werden. Zudem lässt sich die Festphase leichter über längere Strecken transportieren und kann so gezielt auf Flächen mit P-Mangel eingesetzt werden. Auch unter Praxisbedingungen war eine gute P-Wirkung der Gärreste festzustellen, was anhand verbesserter P-Aufnahmen bei verschiedenen Kulturarten und erhöhter pflanzenverfügbarer P-Gehalte im Boden im Vergleich zur P-freien Kontrolle deutlich wurde. Allerdings scheinen Gärreste das Bodenleben weniger zu fördern als unvergorene Gülle, was u. a. auf die geringeren Gehalte an leicht abbaubarer organischer Substanz in den Gärresten und einer Veränderung der C-Verbindung während des Biogasprozesses zurückgeführt werden kann. Deshalb haben Fruchtfolgen mit einem hohen Anteil an Zwischenfrüchten zur Gründüngung in Zusammenhang mit der Biogasproduktion eine große Bedeutung. Die Zwischenfrüchte können nach der Einarbeitung in den Boden leicht abbaubare organische Substanz liefern, wodurch das Bodenleben aktiviert werden kann.

Literatur

- Ajiboye, B.; Akrinremi, O.O.; Racz, G. J. (2004): Laboratory characterization of phosphorus in fresh and oven-dried organic amendments. *J. Environm. Qual.* 33, pp. 1062–1069
- Bachmann, S. (2013): Phosphor-Düngewirkung von Biogasgülle. Ein Beitrag zur Sicherung einer nachhaltigen Bioenergieproduktion. Dissertation. Universität Rostock
- Bachmann, S.; Gropp, M.; Eichler-Löbermann, B. (2014): Phosphorus availability and soil microbial activity in a 3 year field experiment amended with digested dairy slurry. *Biomass Bioenergy* 70, pp. 429–439
- Bachmann, S.; Eichler-Löbermann, B.; Kruse, J.; Leinweber, P.; Pfahler, V.; Zimmer, D. (2017): Hohe Phosphor-Ausnutzung aus Gärresten unter Berücksichtigung der Fest-Flüssig-Trennung. Schlussbericht. <http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22400112.pdf>
- Dou, Z.; Toth, J.D.; Galligan, D.T.; Ramberg, C.F.; Ferguson, J.D. (2000): Laboratory procedures for characterizing manure phosphorus. *J. Environm. Qual.* 29, pp. 508–514
- Fiedler, S.R.; Leinweber, P.; Jurasinski, G.; Eckhardt, K.-U.; Glatzel, S. (2016): Tillage-induced short-term soil organic matter turnover and respiration, *SOIL*, 2, pp. 475–486
- Heumann, S.; Rimmer, D.L.; Schlichting, A.; Abbott, G.D.; Leinweber, P.; Böttcher, J. (2013): Effects of potentially inhibiting substances on C and net N mineralization of a sandy soil – a case study, *J. Plant Nutr. Soil Sci.* 176, pp 35–39

- Marcato, C.E.; Mohtar, R.; Revel, J.C.; Pouech, P.; Hafidi, M.; Guiesse, M. (2009): Impact of anaerobic digestion on organic matter quality in pig slurry. *Int. J. Biodet. Biodegrad.* 63, pp. 260–266
- Möller, K. und Müller, T. (2012): Effects of anaerobic digestion on digestate nutrient availability and crop growth: A review, *Eng. Life Sci.*, 12, pp. 242–257
- Schievano, A., Adani, F.; Tambone, F.; D'Imporzano, G.; Scaglia, B.; Genevini, P. (2009): What is the digestate? In: Adani, F., Schievano, A.; Boccasile, G.: *Anaerobic Digestion – Opportunities for Agriculture and Environment*. Tipograf, pp. 7–18
- Stumpe, B.; Werner, S.; Jung, R.; Heinze, S.; Jüschke, E.; Strippel, C.; Marschner, B. (2012): Organic carbon dynamics and enzyme activities in agricultural soils amended with biogas slurry, liquid manure and sewage sludge, *Agric. Sci.* 3, pp. 104–113

Danksagung

Die Untersuchungen zu den separierten Gärresten wurden von der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) gefördert (Förderkennzeichen 22400112).

Bio-LNG – Technologien und Perspektiven in Deutschland und Europa

JOHAN GROPE, FRANK SCHOLWIN

1 Einleitung

Bio-LNG (Liquified Natural Gas) weist insbesondere im Güterverkehr und bei dessen Herstellung aus Rest- und Abfallstoffen eine Reihe von Vorteilen gegenüber den alternativen fossilen und auch erneuerbaren Kraftstoffen auf. Dazu gehören insbesondere:

- vergleichsweise geringe Emissionen von Treibhausgasen, Feinstaub, Stickoxiden, Schwefel und Lärm
- hohe Energiedichte und damit geringes erforderliches Speichervolumen bzw. hohe Reichweiten bei gleichem Tankvolumen

Es stehen unterschiedliche Technologien zur Bereitstellung von Bio-LNG zur Verfügung, welche ihre grundsätzliche Praxistauglichkeit bewiesen haben. Die größten Herausforderungen bestehen bzgl. eines relativ hohen Energieaufwandes und insbesondere hohen spezifischen Kosten der Verflüssigung von Biogas in den typischerweise relativ kleinen Anlagen.

Perspektivisch wird Bio-LNG vor allem im Güterverkehr auf der Straße und auf Schiffen eingesetzt werden. Anreize bestehen vor allem über die europäischen und nationalen Gesetzgebungen zum Einsatz von Biokraftstoffen, den stets restriktiveren Grenzwerten bzgl. Luftschadstoffen im Straßen- und Schiffsverkehr sowie der Tankstelleninfrastruktur. Bisher gibt es nur erste Pilotvorhaben in UK, Schweden, Norwegen, Frankreich und Deutschland (im Bau), in welchen Bio-LNG erzeugt wird. Einhergehend mit einem steigenden Interesse an LNG im Straßen- und Schiffsverkehr sowie einem weiteren Ausbau der Infrastruktur werden weitere Projekte folgen.

2 Bio-LNG und seine Eigenschaften

Als Bio-LNG wird allgemein verflüssigtes Biogas bezeichnet. Der Begriff ist von der Bezeichnung verflüssigten Erdgases (Liquified Natural Gas = LNG) abgeleitet. Ein weniger häufig verwendetes Synonym für Bio-LNG ist die Bezeichnung LBG (Liquified Biogas).

Unter Normaldruck hat Bio-LNG eine um ca. 600-fach höhere Energiedichte (Volumen bezogen) als auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan). Im Vergleich zu Biomethan, welches für die Nutzung als Kraftstoff auf 200 bis 300 bar verdichtet wird, ist die Energiedichte um das 2- bis knapp 2,5-Fache höher. Mit der vergleichsweise

hohen Energiedichte verringert sich das erforderliche Lagervolumen und ein Transport außerhalb des Gasnetzes wird deutlich wirtschaftlicher. Dies schafft insbesondere Vorteile für die Nutzung als Kraftstoff im Straßen- oder Schiffsverkehr. So können längere Strecken ohne häufige Tankstops zurückgelegt werden. Neben der höheren Reichweite bietet Bio-LNG im Vergleich zu Biomethan den Vorteil verkürzter Tankzeiten bei seiner Verwendung als Kraftstoff.

Gegenüber fossilen Energieträgern lassen sich mittels Bio-LNG Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) einsparen. Nach einer Studie der Deutschen Energie-Agentur (Müller-Eberstein 2016) liegt das Einsparpotenzial von mit Bio-LNG betriebenen LKW gegenüber dem Betrieb mit Diesel bei 62 bis 92 % entlang der gesamten Nutzungskette, d. h. von der Herstellung des Kraftstoffes bis zu dessen Nutzung im Fahrzeug (Abb. 1).

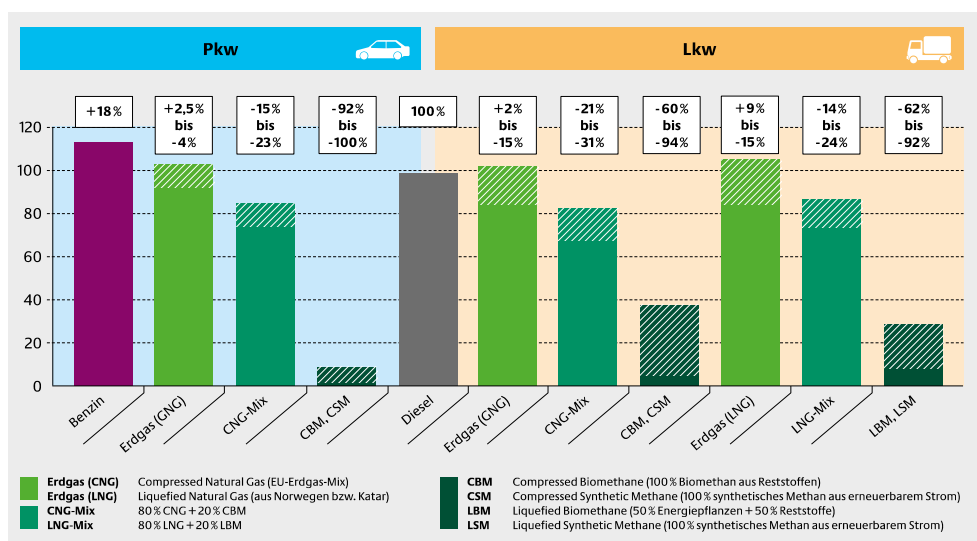


Abb. 1: Treibhausgasbilanz (Well-to-Wheel) gasförmiger Antriebslösungen für PKW und LKW im Vergleich zum Dieselantrieb (aus Müller-Eberstein 2016, nach Peters von Rosenstiel 2014)

Neben den THG-Emissionen lassen sich bei der Substitution von Dieselmotoren durch Bio-LNG außerdem die Feinstaub-, Stickoxid- und Lärmemissionen deutlich reduzieren. Die Dena-Studie beziffert die Einsparpotenziale mit 85 bis 95 % für Feinstaub-, 50 bis 80 % für Stickoxid- und 50 bis 90 % für Lärmemissionen.

Als nachteilige Eigenschaften von Bio-LNG sind aufzuführen:

- der im Vergleich zum gasförmigen Biomethan zusätzliche energetische und finanzielle Aufwand für die Verflüssigung,
- die technisch vergleichsweise aufwendige Lagerung in sogenannten Kryotanks (nach innen und außen isoliert) zur Begrenzung der Verdunstungsverluste und
- die hohen Sicherheitsanforderungen für den Vertankungsvorgang aufgrund der Gefahr von Kältebrandverletzungen und Vereisungen.

3 Technologien zur Bereitstellung von Bio-LNG

Die Bereitstellung von Bio-LNG erfolgt über die Verflüssigung von aus der anaeroben Vergärung feuchter Biomasse erzeugtem Biogas. Die Verflüssigung wird durch eine Abkühlung des Biogases auf ca. -162 °C unter atmosphärischem Druck erreicht (Peters von Rosenstiel 2015). Unerwünschte Gasbestandteile müssen vor oder während der Abkühlung des Gases entfernt werden, um eine Verfestigung während der Abkühlung und Anforderungen an die Qualität des Kraftstoffes je nach Anwendungsfall zu erfüllen. Prinzipiell kann man zwischen zwei technischen Konzepten zur Erzeugung von Bio-LNG aus Biogas unterscheiden. Zum einen lässt sich das Biogas in einem Verfahrensschritt (kryogene Aufbereitung und Verflüssigung) auf Basis der Abkühlung des Gases aufbereiten und verflüssigen. Zum anderen können die Verfahrensschritte der Aufbereitung des Gases und deren Verflüssigung nach unterschiedlichen Prinzipien, nämlich einem klassischen Biogasaufbereitungsverfahren und der anschließenden Verflüssigung durch Abkühlung, erfolgen.

3.1 Kryogene Aufbereitung zu Biomethan und Verflüssigung

Nach dem Prinzip der kryogenen Aufbereitung des Biogases zu Biomethan mit anschließender Verflüssigung werden die unterschiedlichen Taupunkte der sich im Biogas befindlichen Gase ausgenutzt (Abb. 2). Da Schwefelwasserstoff (H_2S) in Kombination mit Wasser (H_2O) zu erheblichen Korrosionsschäden insbesondere an den Wärmetauschern führen kann, wird das H_2S zum Großteil bereits vor der Gaskühlung mittels Aktivkohlefilter aus dem Gas entfernt.

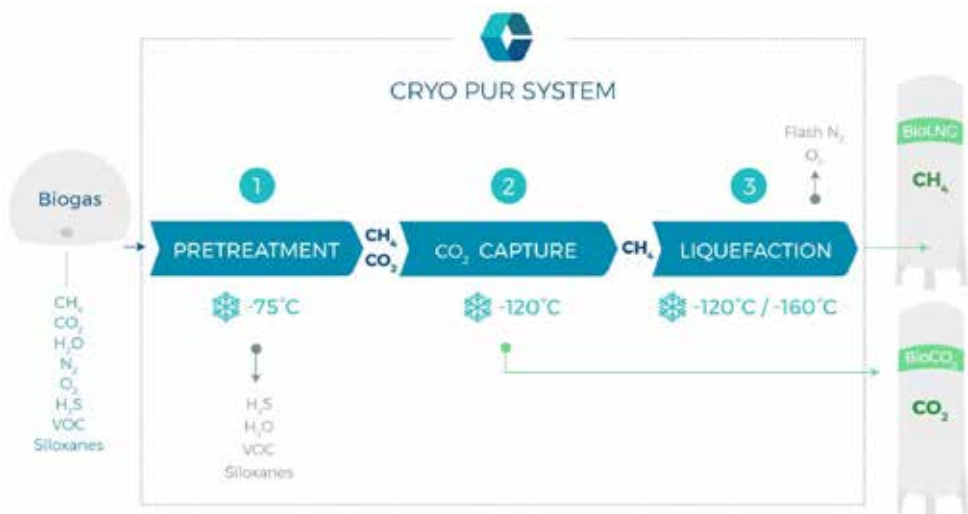


Abb. 2: Prinzip der Bio-LNG-Erzeugung mittels kryogener Biogasaufbereitung (© Cryo Pur)

Bei der anschließenden sukzessiven Abkühlung des Biogases wechseln zunächst das restliche H_2S und das H_2O sowie weitere Spurengase (flüchtige Kohlenwasserstoffe und Siloxane) vom gasförmigen in den flüssigen Zustand. Da Wasser bei atmosphärischem Druck direkt vom gasförmigen in den festen Zustand wechseln würde, findet die Abkühlung unter erhöhtem Druck (wenige bar) statt. Die Kühlung des Biogases kann entweder direkt oder indirekt erfolgen:

- direkte Kühlung durch Verdichtung und Entspannung des Biogases,
- indirekte Kühlung mittels Wärmeübertragung auf ein Wärmeträgermedium.

Das Wasser und die darin gelösten Spurengase werden durch abwechselndes Gefrieren und Abtauen an Wärmetauscherplatten (Temperaturwechseladsorption) aus dem Biogas entfernt. Beim Abtauvorgang kann Energie für den Prozess zurückgewonnen werden.

Nach diesem ersten Reinigungsschritt besteht das Biogas im Wesentlichen aus Kohlendioxid (CO_2) und Methan (CH_4). Bei weiterer Abkühlung wird auch das CO_2 flüssig und kann ebenfalls als reines und damit gut verwertbares CO_2 mittels Temperaturwechseladsorption entnommen werden.

Nach diesem Schritt ist das Biogas zu Biomethan aufbereitet und wird durch weitere Abkühlung auf unter -160°C verflüssigt.

3.2 Klassische Aufbereitung zu Biomethan und Verflüssigung

Die Verfahrensschritte der Gasreinigung und -aufbereitung können auch getrennt von der Verflüssigung des Biomethans zu Bio-LNG unter Verwendung der klassischen Gasreinigungs- und Gasaufbereitungsverfahren erfolgen. In diesem Fall werden aber technische Anforderungen an die Reinheit des Biomethans vor dessen Verflüssigung mittels Abkühlung gestellt, insbesondere um Korrosion und Gefrieren an den Wärmetauschern zu vermeiden (Svensson 2014):

- Wassergehalt: maximal 0,5 ppm
- H₂S-Gehalt: maximal 3,5 ppm
- CO₂-Gehalt: 50 bis 125 ppm

Nicht alle Biogasaufbereitungsverfahren sind in der Lage, die hohen Reinheitsanforderungen insbesondere in Bezug auf den CO₂-Gehalt im Produktgas zu erfüllen. Daher werden in der Praxis Biogasaufbereitungsverfahren kombiniert eingesetzt, beispielsweise in Kombination einer Druckwasserwäsche mit anschließender Adsorption des Rest-CO₂ in einer Druckwechseladsorption (PSA) mittels Zeolithen als Adsorbent. Dieses Prinzip wird beispielsweise in einer Biogas-Verflüssigungsanlage der Firma Wärtsilä in Oslo angewendet. Dort wird das Biogas zunächst in einer Druckwasserwäsche auf 97 % CH₄ aufbereitet und anschließend mittels PSA auf 99,97 % CH₄-Anteil gereinigt. Zur Regeneration des mit CO₂ beladenen Filters (Zeolith) wird dieser auf 180 °C aufgewärmt. Dabei entweicht das CO₂ und wird dem Biogas-Strom am Eingang der Druckwasserwäsche wieder zugeführt. Anschließend werden die Filter der PSA mittels des hochreinen Biomethans mit 99,97 % CH₄ abgekühlt (Govasmark 2015). Ein ähnliches Prinzip wird in einer Bio-LNG-Anlage in Lidköping in Schweden angewendet, wo die Verflüssigung in einer von der Firma Air Liquide erbauten Verflüssigungsanlage erfolgt.

Ein anderes Prinzip verfolgt das niederländische Unternehmen DMT mit einer Kombination von Biogasaufbereitung mittels Membranen und anschließender Verflüssigung unter erhöhtem Druck (60 bar). Der höhere Druck erlaubt einen CO₂-Anteil im Eingang der Verflüssigungsanlage von bis zu 0,5 % (ohne Gefahr des Einfrierens), was mit dem Membrantrennverfahren einfach erreicht werden kann (Hoyer 2016).

4 Rahmenbedingungen und Perspektiven für Bio-LNG

Auch wenn es Überlegungen gibt, Bio-LNG zur Bereitstellung von Strom und Wärme einzusetzen (siehe Kapitel 5), wird es perspektivisch hauptsächlich im Transportsektor als Kraftstoff eingesetzt werden.

Insbesondere im Schwerlastverkehr kann Bio-LNG neben anderen flüssigen Biokraftstoffen (Biodiesel, Bioethanol, hydrierte Pflanzenöle = HVO) die speziellen Anforderungen in diesem Sektor (z.B. große Reichweite) erfüllen und gleichzeitig wesentlich zu den Klimaschutzziele beitragen. Das Potenzial der Reduzierung weiterer umweltrelevanter Emissionen (z.B. NO_x , Feinstaub und Lärm, siehe Kapitel 2) liefert weitere Vorteile, welche mit der Verwendung von Bio-LNG als Kraftstoff einhergehen. Mit Rücksicht auf den prognostizierten Zuwachs des Güterverkehrs (Abb. 3) besteht hier ein großes Potenzial für den Einsatz von Bio-LNG.

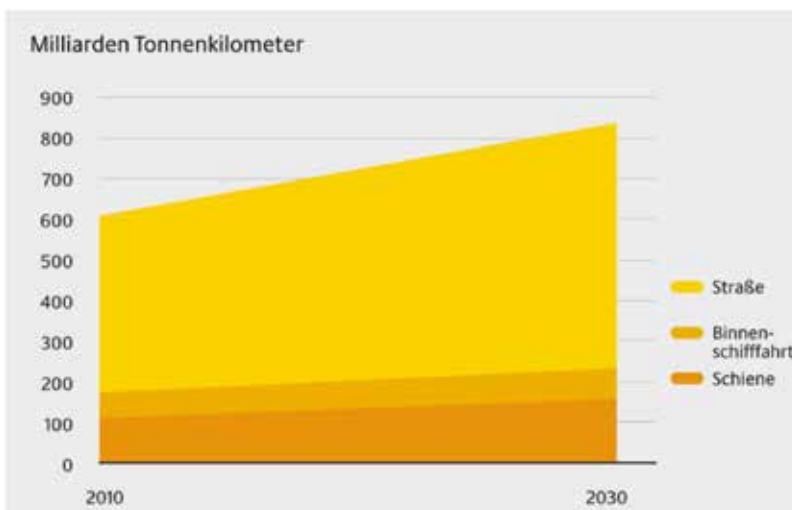


Abb. 3: Prognostizierter Güterverkehr in Deutschland (aus Peters von Rosenstiel 2015, nach Schubert 2014)

4.1 Rahmenbedingungen und Perspektiven im Straßenverkehr

Sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene gibt es seitens der Politik große Bestrebungen, die umweltrelevanten Emissionen im Straßenverkehr deutlich zu reduzieren. Während in Deutschland der Güterverkehr innerhalb der Energiewende bislang nur eine untergeordnete Rolle spielte, gibt es auf europäischer Ebene mehrere Strategien, die einen Ausbau von Alternativen zu den konventionellen Antriebstechnologien und Kraftstoffen in diesem Sektor unterstützen. Der Diesel-Abgas-Skandal und die

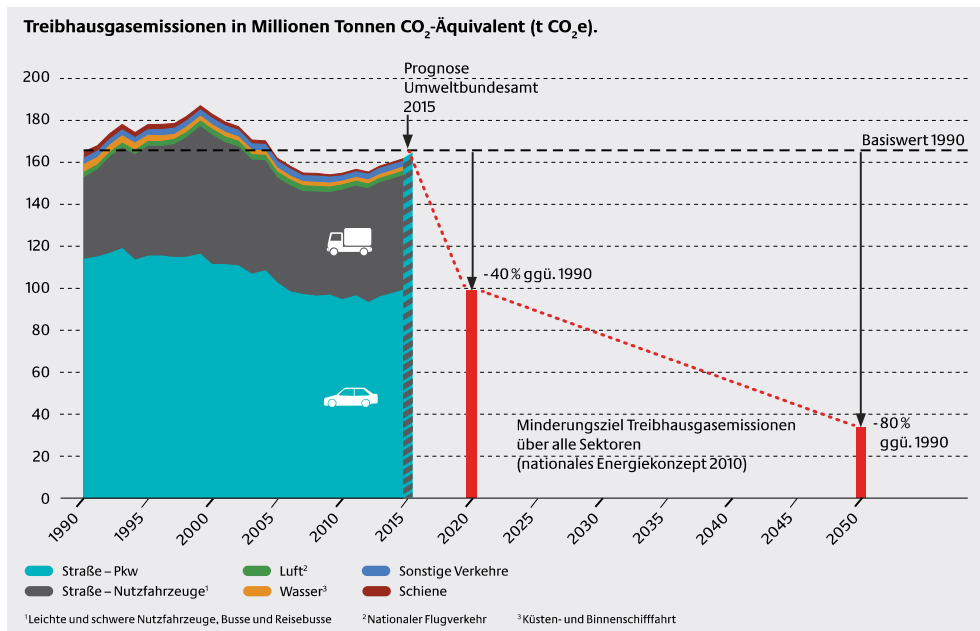


Abb. 4: Jährliche Treibhausgas-Emissionen im deutschen Verkehrssektor (aus Peters von Rosenstiel 2015 nach UBA 2014)

Tatsache, dass die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor zuletzt angestiegen sind (Abb. 4; bedingt durch einen Zuwachs des Verkehrsaufkommens), erhöhen aber auch in Deutschland den Druck auf die politischen Entscheidungsträger, den Umbau dieses Sektors voranzutreiben.

Rahmenbedingungen im Straßenverkehr in Europa

Auf europäischer Ebene adressieren folgende Maßnahmenpakete den Ausbau von Bio-LNG oder LNG im Straßenverkehr:

- Clean Power for Transport (CPT)
 - LNG als einer der vier alternativen Kraftstoffe der Zukunft definiert
 - Aufbau einer Mindestinfrastruktur mit LNG-Tankstellen entlang großer Straßen des transeuropäischen Transportnetzwerks (TEN-T)
 - Forderung nationaler Strategierahmen für einen wirtschaftlichen Tankstellenaufbau und -betrieb bis 2016
- Europäische Kraftstoff-Qualitäts-Richtlinie (2009/30/EG)
 - Reduzierung der im Straßenverkehr verursachten THG-Emissionen um 6 % bis 2020
- Erneuerbare-Energien-Richtlinie – aktuelle RED (2009/28/EG)
 - bis 2020 mindestens 10 % aller Kraftstoffe im EU-Verkehrssektor erneuerbar

- Reform der RED (Stand 2015, RED II)
 - Richtwert für die Einführung einer Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe von 0,5 % bis 2020 durch die Mitgliedsstaaten
 - maximal 7 % (der insgesamt 10 % bis 2020) aus konventionellen Biokraftstoffen
- Euro-VI-Abgasnorm
 - Verschärfung der Emissionsvorschriften in Bezug auf die Grenzwerte von Stickoxiden und Feinstaub gegenüber Euro V
 - Folge: Erhöhung der Komplexität und Verteuerung der Dieselantriebe; (Bio-)LNG erfüllt die Grenzwerte ohne weitere technische Maßnahmen

Neben den regulatorischen Rahmenbedingungen spielt die Infrastruktur eine wesentliche Rolle für das Marktpotenzial von Bio-LNG. Ein Blick auf die Karte Europas (Abb. 5), zeigt sehr große Unterschiede zwischen den europäischen Ländern. Während das LNG-Tankstellennetz in Großbritannien, Schweden, den Niederlanden und Spanien bereits relativ gut ausgebaut ist, existieren sonst kaum LNG-Tankstellen. In Deutschland wurde im April 2017 die zweite LNG-Tankstelle in Berlin in Betrieb genommen.

Zu den besonders ambitionierten Mitgliedsstaaten der EU in Bezug auf den Ausbau der Nutzung von (Bio-)LNG im Straßenverkehr gehören die Niederlande. Hier ist neben



Abb. 5: LNG-Tankstellen in Europa (© LIQVIS)

den Bestrebungen der Reduzierung von THG-Emissionen eine Reduzierung der Lärmbe-
lastigung in den Innenstädten ein wesentlicher Treiber. Die wichtigsten politischen Maß-
nahmen dabei sind (von Barne 2015):

- Quote für Biokraftstoffe (mit Unterquote für Biokraftstoffen aus Rest- und Abfall-
stoffen)
- Vorübergehende Senkung der Energiesteuer für LNG im Vergleich zu Diesel und LPG
(125 € je 1.000 kg LNG; begrenzt bis 2018)
- Begrenzte Lärmemissionen bei Warenanlieferungen in Städten während der Nacht
(60 dB; PIEK-Programm); LNG-LKW erfüllen diese Anforderungen im Gegensatz zu
mit Diesel betriebenen LKW

Rahmenbedingungen im Straßenverkehr in Deutschland

In Deutschland wird die Nutzung von Biokraftstoffen im Allgemeinen über die obliga-
torische THG-Minderungsquote angereizt, nach der alle Unternehmen, welche fossile
Kraftstoffe in den Verkehr bringen, dazu verpflichtet sind, die THG-Emissionen gegen-
über eines Basiswertes zu reduzieren. Mit der aktuellen Überarbeitung der 38. Bundes-
Immissionsschutzverordnung (BImSchV), welche die Rahmenbedingungen hinsichtlich
der THG-Minderungsquote definiert, sind wesentliche Änderungen angekündigt (im Dis-
kussionsentwurf vom 9.9.2016). Tabelle 1 zeigt die geplanten Änderungen und die jewei-
lige Bedeutung für die Nutzung von Bio-LNG als Kraftstoff in Deutschland.

Tab. 1: Wesentliche geplante Änderungen der 38. BImSchV und deren Bedeutung für Bio-LNG als Kraftstoff

Entwurf der 38. BImSchV	Bedeutung für Bio-LNG
Anerkennung „biogenen Flüssiggases“ zur Anrechnung auf die THG-Minderungsquote	Bio-LNG erstmals anrechenbar auf die Bio- kraftstoffquote
Einführung einer Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe in Höhe von 5 %	Bio-LNG aus Rest- und Abfallstoffen ist eine Option die restlichen 5 % zu erfüllen
Unterquote für fortschrittliche Kraftstoffe in Höhe von 0,05 % bis 2020, mit einem jährlichen Anstieg bis auf 0,5 % in 2025	Erfüllung der Unterquote durch Bio-LNG aus Rest- und Abfallstoffen als eine Option
Anhebung des Basiswertes von 83,8 auf 94,1 kg CO ₂ -Äquivalente je GJ (für Otto-Kraftstoffe 93,3 und für Dieselmotorkraftstoffe 95,1)	Die erforderlichen absoluten Mengen alternativer Kraftstoffe zur Erfüllung der THG-Minderungsquote steigen und damit die Nachfrage (theoretisch auch für Bio-LNG)
Erweiterung des Geltungsbereiches um Erdgas (CNG) und Flüssiggas (LPG & LNG) mit THG-Werten kleiner als die Basiswerte	Der Einsatz von LNG wird attraktiv, da bereits auf diesem Wege THG-Quoten erfüllt werden können; Bio-LNG als weiterer Schritt ist dann relativ einfach umzusetzen
Anerkennung von elektrischem Strom, der in Straßenfahrzeugen mit Elektroantrieb verwendet wurde	E-Mobilität als zusätzliche Konkurrenz für Bio-LNG zur THG-Quotenerfüllung

Die meisten der Änderungen verbessern die Rahmenbedingungen zur Verwendung von Bio-LNG als Kraftstoff in Deutschland, insbesondere wenn dies aus Rest- und Abfallstoffen erzeugt wurde. Es bleibt aber die wesentliche Herausforderung der Schaffung einer Tankstelleninfrastruktur, welche eine Grundvoraussetzung für eine Belegung des LNG-Marktes generell ist. Mit dem Bau der ersten zwei Tankstellen ist hier der Anfang geschaffen und anders als im CNG-Bereich, wo ein flächendeckendes Netzwerk dringend erforderlich ist, reicht im LNG-Markt ein Netzwerk, welches die wesentlichen LKW-Routen versorgt.

4.2 Rahmenbedingungen und Perspektiven im Schiffsverkehr

Die Nord- und die Ostsee sind von der IMO (International Maritime Organization) zu Schwefelemissions-Überwachungsgebieten, sogenannten (S)ECAs (Sulphur Emission Control Areas), ernannt worden. In diesen Seegebieten darf der Schwefelgehalt im Brennstoff der dort verkehrenden Schiffe nur bei maximal 0,10 % liegen. Mit dieser Vorgabe sollen die Schwefelemissionen durch die Seeschifffahrt verringert und die Luftqualität in den Häfen und Küstenmeeren verbessert werden. Außerhalb der europäischen und nordamerikanischen Überwachungsgebiete liegt der Grenzwert derzeit noch bei 3,50 %. Spätestens bis 2025 wird dieser Grenzwert auf 0,50 % gesenkt. Zusätzlich gelten strengere Anforderungen an Stickoxidemissionen (NO_x) für neue Schiffe ab 2016.

In der Seeschifffahrt ist Schweröl der nach wie vor am meisten verwendete Treibstoff für Schiffsmaschinen. Der in den Überwachungsgebieten vorgeschriebene Wert von 0,10 % Schwefelgehalt im Brennstoff kann aber mit herkömmlichem Schweröl nicht erreicht werden.

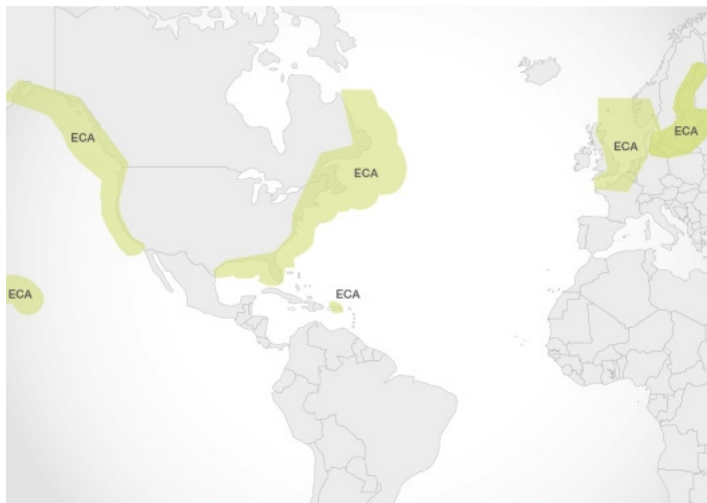


Abb. 6: Weltweite Schwefelemissions-Überwachungsgebiete, sogenannte (S)ECAs (Sulphur Emission Control Areas) (© DEUTSCHE FLAGGE)

Eine Lösung zur Einhaltung eines niedrigen Schwefelgehaltes ist – neben dem Einsatz von vergleichsweise teurem Marine Gas Oil (MGO) oder der kostspieligen Nachrüstung von Abgasreinigungssystemen – der Einsatz von LNG oder Bio-LNG. Die gesamte Maschinenanlage eines Schiffes muss auf den Einsatz von LNG ausgelegt sein, was bei fahrenden Schiffen ebenfalls eine relativ teure Umrüstung erfordert. Zudem fehlt es derzeit noch an flächendeckenden Tankstationen in den Häfen. Auf der anderen Seite ist die Verbrennung von (Bio-)LNG im Vergleich zu herkömmlichen Treibstoffen erheblich sauberer. Schifffahrtsexperten gehen mittel- bis langfristig von einem verstärkten Einsatz von LNG in der Seeschifffahrt aus.

LNG wird auch für die Schifffahrt unter deutscher Flagge eine zunehmende Bedeutung erhalten. Mit der MS „Helgoland“ der Reederei Cassen Eils und der MS „Ostfriesland“ der Reederei AG „Ems“ sind die ersten Schiffe unter deutscher Flagge mit LNG-Antrieb in Fahrt gegangen (Steinbock 2017).

5 Beispiele aus der Praxis

Bio-LNG wird in ersten Pilotvorhaben, vornehmlich in den skandinavischen Ländern erzeugt. In Deutschland baut die Erdgas-Südwest die erste großtechnische Anlage zur Bio-LNG Produktion.

5.1 Lidköping Biogas, Schweden

Im schwedischen Lidköping wird seit April 2012 Biogas verflüssigt und als Bio-LNG zur Betankung von LKW eingesetzt. Die Anlage verfügt über eine Kapazität von 12 Tonnen Bio-LNG pro Tag. Das Investitionsvolumen lag bei 20 Mio. Euro, wovon 4 Mio. Euro über staatliche Zuschüsse finanziert wurden. Neben dem Energieversorger Göteborg Energie AB ist die Gemeinde Lidköping Teilhaber der Bio-LNG-Anlage. Das Biogas wird in der Anlage zunächst mittels einer Druckwasserwäsche aufbereitet, das Rest-CO₂ in einer Druckwechseladsorption entfernt und mittels Abkühlung auf -161 °C verflüssigt. Für die Verflüssigung des Biomethans werden ca. 1 kWh je m³ Biomethan benötigt, was ca. 10 % der erzeugten Energie entspricht. Als Substrate werden organische Abfälle, u. a. aus der Lebensmittelindustrie, eingesetzt (Lidköping Biogas 2017).



Abb. 7: Bio-LNG Anlage in Lidköping, Schweden (© lidköpingbiogas)

5.2 BioGNVAL, Frankreich

BioGNVal steht für das erste Projekt zur Bereitstellung von Bio-LNG Frankreich. Seit Mai 2016 wird in der Anlage Bio-LNG aus Klärgas im Klärwerk von Valenton, einem Vorort von Paris, erzeugt. Es handelt sich dabei um ein Pilotvorhaben mit einer relativ kleinen Kapazität (120 m³/h Biogas). Es dient u. a. zur Erprobung der Technologie zur Biogasaufbereitung und -verflüssigung nach dem Verfahren des französischen Unternehmens Cryo Pur. Neben Bio-LNG wird in dem Projekt auch flüssiges CO₂ erzeugt und für die Nutzung in industriellen Prozessen bereitgestellt (Clodic 2017).



Abb. 8: Bio-LNG Tankstelle zur Betankung von LKW im Projekt Bio-GNVAL (© engie)

5.3 Biohybrid, Deutschland

Die Erdgas Südwest GmbH lässt in Leutkirch im Allgäu eine Verflüssigungsanlage bauen, die sowohl zur Verflüssigung von Biogas als auch Erdgas eingesetzt werden kann. Zur Bereitstellung des Biogases sollen bestehende Biogasanlagen mit einem Biogasleitungsnetz gebündelt und das Biogas in einer Anlage der finnischen Firma Wärtsilä verflüssigt und gespeichert werden, sobald mehr Strom aus Erneuerbaren-Anlagen zur Verfügung steht als benötigt wird. Auf diese Weise will das Unternehmen Stromspitzen puffern (Czechanowsky 2017).

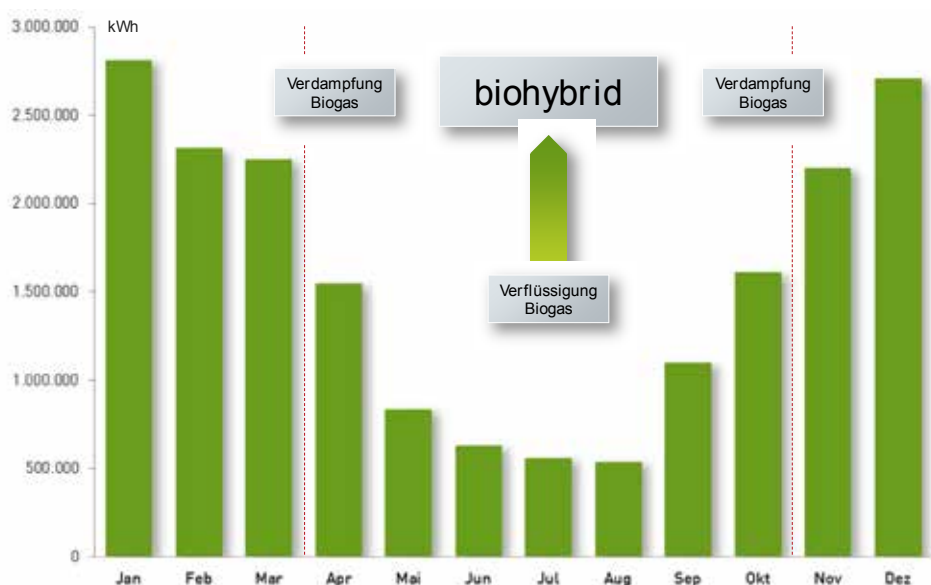


Abb. 9: Biohybrid-Prinzip (© Erdgas Südwest GmbH)

Literatur

- Clodic, S. (2017): Valorize Biogas with Bio-LNG and Liquid CO₂; REGATEC; Mai 2017
- Czechanowsky, T. (2017): Wärsilä liefert Bio-Hybrid-Anlage an Erdgas Südwest; energate messenger; Januar 2017
- Govasmak, E. (2015): LBG Production at Romerike biogas plant, City of Oslo – Technical challenges, experiences and solutions, REGATEC, Barcelona 2015
- Hoyer, K.; Hultheberg, C.; Svensson, M.; Jernberg, J.; Norregard, O. (2016): Biogas Upgrading - Technical Review, Energiforsk AB
- Lidköping Biogas (2017): English Project Description of Lidköping Biogas. <http://www.lidkopingsbiogas.se/eng/>, Zugriff am 30.05.2017
- Müller-Eberstein, R.; Siegemund, S. (2016): Nachhaltige Mobilität mit Erdgas und Biomethan. Marktentwicklung 2015/2016 – Vierter Fortschrittsbericht, Berlin August 2016
- Peters von Rosenstiel, D. (2014): Wissenschaftlicher Beitrag in: LNG in Germany: Liquefied Natural Gas and Renewable Methane in Heavy-Duty Road Freight Transport. https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/verkehr/9126_Studie_LNG_englisch.pdf, Zugriff am 30.05.2017
- Peters von Rosenstiel, D. (2015): LNG in Deutschland: Flüssigerdgas und erneuerbares Methan im Schwerlastverkehr. - Potenzialanalyse und Politikempfehlungen für einen erfolgreichen Markteintritt. https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/verkehr/9125__Studie_LNG_in_Deutschland_Fluessigerdgas_und_erneuerbares_Methan_im_Schwerlastverkehr.pdf, Zugriff am 30.05.2017
- Schubert, M. et al. (2014): Verkehrsverflechtungsprognose 2030 – Zusammenfassung der Ergebnisse, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur; Juni 2014
- Steinbock, H.; Reiss, D. (2017): Verhütung Meeresverschmutzung (MARPOL) - Luftverunreinigungen und Energieeffiziente Anlagen. www.deutsche-flagge.de, Zugriff am 30.05.2017
- Svensson, M. (2014): Bio-LNG Improves your Carbon Footprint, 3rd Small Scale LNG Forum, Rotterdam November 2014
- UBA (2014): Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen. <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energiebedingte-emissionen-ihre-auswirkungen>, Zugriff am 30.05.2017
- von Barne, B. (2015): Exploring Policy Options to Stimulate Bio LNG in the Netherlands; delft June 2015

Biomethantankstelle Energiehof Weitenau

WINFRIED VEES

Meist dreht sich die Diskussion bei dem Thema Energiewende nur um die Produktion von elektrischer Energie. Viel ruhiger ist es um die ebenfalls notwendige Abkehr von fossiler Energie im Bereich Mobilität, obwohl hier rund 20 % der CO₂-Lasten entstehen – das sind nur die im Augenblick veröffentlichten Zahlen (Stichwort: Dieselgate). Eine mögliche Lösung wurde vom Fachverband Biogas e. V. immer wieder genannt und durch den Slogan „Biogas kann’s“ kommuniziert. Biogas kann jetzt schon Strom, Wärme und Kraftstoff liefern (Abb. 1).

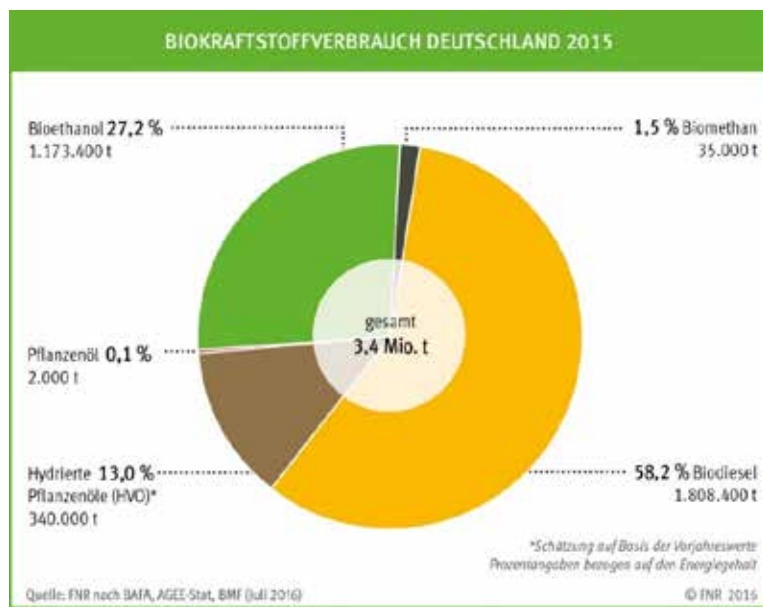


Abb. 1: Biokraftstoffverbrauch in Deutschland 2015 (FNR 2016)

Der Absatz von Biokraftstoffen in Deutschland ist durch das Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG) geregelt. Demnach müssen mindestens 6,25 % der Treibstoffe biogenen Ursprungs sein. Ab 2015 beziehen sich die Quoten auf die durch Biokraftstoffe vermiedenen Treibhausgase. Die dann Treibhausgasvermeidungsquote genannte Quote steigt in 3 Stufen; 2020 sollen durch Biokraftstoffe 7 % der gesamten durch den Verkehr verursachten Emissionen eingespart werden.



Abb. 2: Luftbild des Bauernhofs der Familie Veas mit angrenzender Bio-CNG-Tankstelle (© Winfried Veas)

Im Jahr 2003 wurde auf dem jetzigen Energiehof Weitenau, in Eutingen (Baden-Württemberg), eine Biogasanlage mit anfänglich 180 kW_{el} installierter Leistung gebaut (Abb. 2). Von Anfang an war auch der Wille da, das gewonnene Biogas als Kraftstoff zu nutzen. Leider bot die – noch heute – junge Sparte der regenerativen Energien keine Lösungen zum Aufbereiten von kleinen Mengen Biomethan-CNG (komprimiertes Biomethan). Dies ist jedoch notwendig, wenn an einer Biogasanlage ohne erreichbare Erdgaspipeline und kompletter Aufbereitung, Kraftstoff bereitgestellt werden soll.

Vor dem Einstieg in eine mögliche, sogenannte Insellösung Bio-CNG stellten sich somit einige Fragen:

- Wie bauen wir einen Kundenstamm auf? Im Gegensatz zur Stromvermarktung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gibt es keine gesicherte Abnahme für Biomethan.
- Wie lässt sich das Einstiegsrisiko minimieren? Die logische Antwort war, die Einstiegsgröße möglichst zu begrenzen und bei steigendem Bedarf modulartig zuzubauen. Das Alles ohne auf Effizienz und Qualität zu verzichten.

Was fehlte, war eine dafür notwendige „downsizefähige“ Technik. Die bisher angebotenen Aufbereitungstechniken können in einer Größenordnung unter 50 m³/h Rohbiogas, noch besser unter 10 m³/h nicht wirtschaftlich betrieben werden.

Nach den erfolglosen Versuchen die Inseltankstelle zuerst mit einer Druckwasserwäsche aus Schweden, dann mit Druckwechseladsorption aus Indien und danach mit Membrantrenntechnik aus Österreich zu realisieren, wurden wir auf ein kleines Ingenieurbüro aus Winsen an der Luhe aufmerksam. Diese Firma arbeitet im Bereich Wasseraufbereitung.

Beim Arbeiten mit handelsüblichen Entgasungsmembranen kam der Ingenieur Gerd Buse auf die Idee, das Arbeitsprinzip einfach umzudrehen. Die Funktionalität war da und bei der Suche nach Einsatzmöglichkeiten war die Antwort: Biogasaufbereitung. Es handelt sich ebenfalls um ein Membranverfahren, allerdings findet keine Membranfiltration statt, sondern das Biogas wird in Membrankontaktoren mit entsalztem Wasser in Kontakt gebracht. Wasser hat die natürliche Kapazität, Gase selektiv aus der Umgebung aufzunehmen und wieder abzugeben. Insbesondere enthärtetes oder entsalztes Wasser weist eine hohe Aufnahmefähigkeit von Kohlenstoffdioxid auf. Kohlenstoffdioxid hat eine sehr viel höhere Wasserlöslichkeit als Methan, daher geht ersteres bei Kontakt von Rohbiogas mit Wasser schneller in Lösung als Methan. Dies macht sich das Verfahren zu Nutze (Dunkelberg et. al. 2015).

Für die Technik gab es 2012 den Innovationspreis der Deutschen Landwirtschaft. Es folgte ein Bundesforschungsprojekt mit dem Namen „MEGAS – Optimierung des innovativen Einsatzes eines Membranverfahrens zur Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins öffentliche Erdgasnetz“ zur Demonstration, welches vom Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) und der Ingenieurbüro Buse GmbH durchgeführt und Ende 2014 abgeschlossen wurde (DBFZ 2015).

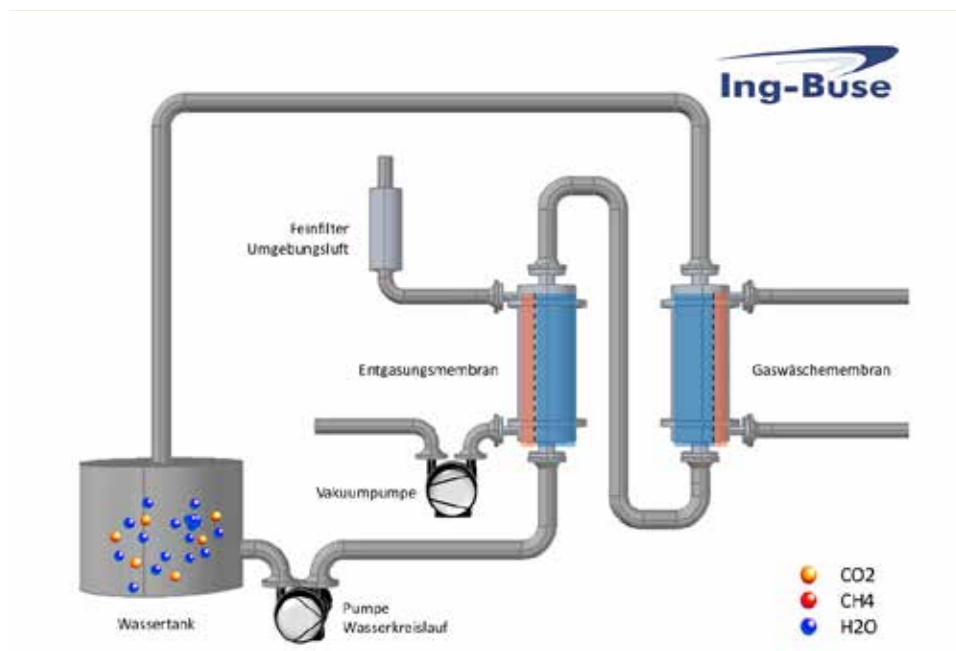


Abb. 3: Schema der Membrankontaktoren-Anlage (Entgasung und Biogaswäsche)
(© Ingenieurbüro Buse GmbH)

Das Verfahren hat, nach Aussage von Herrn Buse, für kleine Aufbereitungsmengen eine Reihe von Vorteilen. So soll der Energieeinsatz vergleichsweise niedrig sein, es werden keine Chemikalien gebraucht, es benötigt wenig Platz und für den Betrieb nur wenig Wasser. Zudem hat es einen niedrigen Wartungs- und Betriebsaufwand.

Beim Betrieb nehmen im Adsorptionsteil, die Membrankontaktoren, durch ihre hydrophobe Membrane aus der Rohgasseite das wasserlösliche CO₂ auf die mit Wasser durchspülte Seite auf. Dies geschieht bei einem leichten Partialdruckgefälle. Das mit CO₂ beladene Wasser wird in baugleichen Membrankontaktoren mit Spülluft wieder aus dem Wasser entfernt (Abb. 3). Das gewonnene Biomethan wird auf 270 bar verdichtet. Bis zur Vertankung wird es in Druckflaschen gelagert.

Nach mehreren Zusammenkünften mit Herrn Buse und seinen Mitarbeitern fand eine Größenfestlegung für die auszuführende Tankstelle statt. Maßgeblich waren o. g. Ausführungen. Projektiert wurde eine Inseltankstelle mit einer Aufbereitungskapazität von 12 m³ Rohbiogas je Stunde. Bei Bedarf wäre die Aufbereitungsanlage um die gleiche Menge erweiterbar. Weitere Bauteile sind eine Entschwefelungseinheit des Rohgases, eine Odorierungseinheit sowie die komplette Vertankungstechnik inklusive EC-Kartenautomat (Abb. 4). Wertvollstes Einzelbauteil ist der Hochdruckkompressor der Firma Bauer. Die komplette Anlage findet in einem 40-ft-Container Platz. Die Anlieferung erfolgte im Herbst 2014. Die Eröffnung der gesamten Anlage fand am 20. September 2015 durch den Umweltminister des Landes Baden-Württemberg, Franz Untersteller, statt.



Abb. 4: Container mit Aufbereitungsanlage sowie Tankstelle inklusive EC-Kartenautomat (© Winfried Vees)

Die Tankstelle wird, wie erwartet, angenommen. Der durchschnittliche tägliche Absatz beträgt 25 kg Bio-CNG, was etwa 2 Betankungen entspricht. Es gibt noch technische Probleme, die aber lösbar sind. Im Augenblick werden die vom Ingenieurbüro Buse zugesicherten Werte der Technik nicht erreicht.

Bei Kosten von rund 48 ct/kg Bio-CNG für Strom, 15 ct/kg für Wartung und Instandhaltung und 45 ct/kg für den Rohgasanteil ist bei voller Auslastung, ohne Förderung, kein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist nur durch die Teilnahme an der Treibhausgasminderungsquote möglich. Zur Teilnahme ist eine Reihe aufwendiger und kostenintensiver Arbeitsschritte notwendig. Maßgeblich beteiligt ist die Bundesanstalt für Landwirtschaftliche Erzeugnisse (BLE) in Frankfurt, auf deren Homepage einige wichtige Details für die individuelle Zertifizierung des Bio-CNGs zu finden sind (BLE 2017). Dort sind auch zugelassene Zertifizierer und Zertifizierungssysteme genannt.

Nach der Feststellung des CO₂-Minderungspotenzials und der Bestätigung durch den Zertifizierer, ist die Teilnahme an einem Zertifizierungssystem – REDcert oder ISCC (International Sustainability & Carbon Certification) – notwendig. Die eingesparte Menge an CO₂ kann als Quote verkauft werden. Inverkehrbringer von fossilen Kraftstoffen müssen seit 2015 3,5 % des durch ihren Kraftstoff erzeugten CO₂ einsparen. Bei nicht Erreichung erfolgt eine Pönalisierung. Pro fehlendem Liter Biodiesel oder Bioethanol beträgt diese rund 50 ct. Die Anforderungen werden in den kommenden Jahren steigen. Derzeit geschieht dies in erster Linie durch den Einsatz von Biodiesel und Bioethanol.

Biomethan aus Reststoffen hat hier besondere Vorteile, da die Einsparung von CO₂ je kg Bio-CNG, im Vergleich zu einem Liter Biodiesel oder Bioethanol, mehr als dreimal höher ist.

Angesichts der Komplexität und der Kosten für die Zertifizierung ist der Zugang für kleine Inseltankstellen stark erschwert. Hier wäre eine Vereinfachung vor allem für die Vermarktung geringerer Kraftstoffmengen aus Inseltankstelle notwendig. Auf diese Weise wäre es möglich, eine dezentrale, unabhängige Kraftstoffversorgung für Teile des ländlichen Verbrauchs aufzubauen. Kein Biokraftstoff ist der Realität näher als Bio-CNG.

Es sind bis zu 95 % CO₂-Einsparung gegenüber fossilen Kraftstoffen möglich. Für den Autofahrer halbieren sich die Treibstoffkosten. Kein Kraftstoff ist sauberer als Methan; beim Verbrennen entsteht nahezu kein Feinstaub und viel weniger gesundheitsschädliche Gase wie Stickoxide, reaktive Kohlenwasserstoffe, Kohlenmonoxide u.Ä. als bei fossilen Kraftstoffen.

Um den Klimaschutz im Bereich Mobilität durch einen regionalen „Inselkraftstoff“ zu verbessern, müssten aus Sicht des Autors folgende Punkte erfüllt werden:

- Einen vereinfachten und kostengünstigeren Zugang zum THG-Quotenhandel,
- Ein „100-Inseltankstellen-Förderprogramm“ für Bio-CNG ins Leben rufen,
- Umstellungshilfen für Biomethan als Kraftstoff für Zugmaschinen anbieten und
- Ein Förderprogramm für Pkw-Neuanschaffungen im Umfeld von Inseltankstellen.

Der Bauernhof von Familie Veas ist ein gelungenes Beispiel dafür, wie der Kreislaufgedanke in der Praxis realisiert und wie aus Pferdemist und landwirtschaftlichen Reststoffen Energie und Biokraftstoff im ländlichen Raum produziert werden kann. Für dieses Engagement und die Innovationsfreude wurde der Autor vom Deutscher Landwirtschaftsverlag (www.ceresaward.de/winfried-veas-eutingen) zum „Energiebauer des Jahres 2016“ ausgezeichnet.

Literatur

BLE (2017): Nachhaltige Biomasseherstellung. http://www.ble.de/DE/Themen/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/nachhaltige-biomasseherstellung_node.html, Zugriff am 4.7.2017

FNR (2016): Biokraftstoffverbrauch Deutschland 2015. <https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/bioenergie/biokraftstoffe/biokraftstoffverbrauch-in-deutschland.html>, Zugriff am 3.7.2017

Dunkelberg, E. et. al. (2015): Biomethan im Energiesystem – Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen. https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/user_upload/Steckbriefe/dokumente/03KB068B_IOEW_SR_207_Biomethan_im_Energiesystem.pdf, Zugriff am 3.7.2017

DBFZ (2015): Neue Wege zur Prozessoptimierung in Biogasanlagen – Abgeschlossene Vorhaben im Förderprogramm (Teil 3). In: Energetische Biomassenutzung, Band 19, www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/user_upload/Downloads/Ver%C3%B6ffentlichungen/19_BGA3_web_red.pdf, Zugriff am 3.7.2017

Aussagekraft von diskontinuierlichen Laborversuchen (Batchtests) zur Substrat- und Prozessbewertung von Biogasanlagen

SÖREN WEINRICH, MARK PATERSON, JÜRGEN PRÖTER

1 Einleitung

Vor dem Hintergrund der aktuellen energiepolitischen Entwicklungen und des zunehmenden Kostendruckes steigen die Anforderungen an eine präzise und zugleich praxisnahe Bilanzierung, Bewertung und Optimierung des Biogasprozesses. Dies beinhaltet sowohl die detaillierte Charakterisierung und Qualitätsbewertung der individuell eingesetzten Substrate als auch die Effizienzbewertung ihrer verfahrensspezifischen Umsetzung im Fermenter.

Grundsätzlich existieren in der Wissenschaft und Praxis vielfältige Untersuchungsverfahren und Berechnungsmethoden, um die jeweiligen Vergärungseigenschaften der eingesetzten Substrate oder den aktuellen Prozesszustand zu charakterisieren (Liebtrau et al. 2014). Eine direkte Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Verfahren auf Basis der Trockensubstanz (TS, oTS, FoTS), Futtermittel-, Elementar- oder Brennwertanalyse sowie den allgemeinen Richtwerten des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) ist bis heute nicht gegeben.

Für die Auslegung und praxisnahe Optimierung von Biogasanlagen werden üblicherweise Daten aus diskontinuierlichen Vergärungsversuchen (Batchtests) zusammen mit Standardwerten und Erfahrungswissen aus der großtechnischen Anlagenpraxis herangezogen. Inwieweit die Ergebnisse aus Laborversuchen für eine präzise und belastbare Prozesscharakterisierung von Praxisanlagen zu verwenden sind, wird dabei nur selten im Detail untersucht (Batstone et al. 2009, Weinrich und Pröter 2017).

Durch individuelle Versuchsbedingungen, Messmethoden und Auswertungsverfahren (Korrekturen) sind die experimentellen und analytischen Untersuchungsergebnisse der Labore nur selten vergleichbar, sodass – bei gleichem Probenmaterial – bei den einschlägigen Kenngrößen zwischen den Laboren mitunter erhebliche Abweichungen bei den Messwerten auftreten.

Im Rahmen des vorliegenden Beitrags soll die Aussagekraft von diskontinuierlichen Vergärungsversuchen (Batchtests) als zentrales bzw. etabliertes Laborexperiment zur Substrat- und Prozessbewertung von Biogasanlagen untersucht werden. Ausgehend vom aktuellen Stand der Technik zur Versuchsdurchführung und -auswertung werden die verfügbaren Methoden zur Bestimmung des maximalen Biogasbildungspotenzials und der Abbaukinetik anhand ausgewählter Substrate exemplarisch dargestellt. Zusätzlich

werden Ergebnisse zur Durchführung und Auswertung der etablierten Ringversuche für „Gaserträge aus Biogassubstraten“ des KTBL und der VDLUFA Qualitätssicherung NIRS GmbH (VDLUFA) diskutiert. Entsprechend lassen sich Aussagen zur laborübergreifenden Qualitätssicherung, zu möglichen Einflussfaktoren und Fehlerquellen sowie einer einheitlichen Versuchsauswertung hinsichtlich der grundlegenden Übertragbarkeit von Ergebnissen aus labortechnischen Batchtests für eine belastbare Substrat- und Prozessbewertung an großtechnische Biogasanlagen treffen.

Für einen aussagekräftigen Methodenvergleich ist vor allem eine eindeutige und präzise Begriffsdefinition des Biogasbildungspotenzial einzelner Substrate sowie des Biogasertrags und der Abbaukinetik im Fermenter unerlässlich.

1.1 Biogasbildungspotenzial

In Bezug auf die erzeugte bzw. erzeugbare Menge an Biogas ist zwischen dem maximalen Biogasbildungspotenzial der einzelnen Substrate und dem Biogasertrag im realen Anlagenbetrieb zu unterscheiden (Abb. 1). Während das substratspezifische Biogasbildungspotenzial dabei Aussagen über die Substratqualität für den Einsatz in einer Biogasanlage erlaubt, ermöglicht der Biogasertrag im realen Anlagenbetrieb die Beurteilung der verfahrensspezifischen Effizienz bei unterschiedlichen Verweilzeiten und Betriebsbedingungen. Bis heute ist eine scharfe Trennung der beiden Kenngrößen in den vorhandenen theoretischen und experimentellen Methoden nicht üblich bzw. möglich.

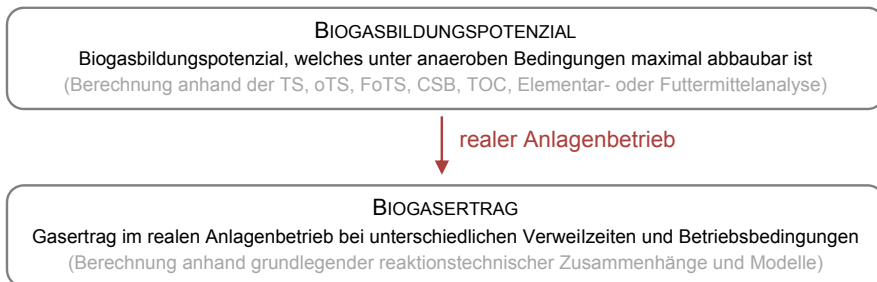


Abb. 1: Zusammenhang des maximalen Biogasbildungspotenzials und des Biogasertrags im realen Anlagenbetrieb (© Sören Weinrich)

1.2 Abbaukinetik

Neben dem substratspezifischen Biogasbildungspotenzial ist die Abbaukinetik (Abbaugeschwindigkeit) der fermentierbaren Substratbestandteile im Fermenter eine entscheidende Kenngröße, um einen gezielten, effizienten und flexiblen Substrateinsatz unter Berücksichtigung der konkreten Verweilzeit und Raumbelastung zu ermöglichen. Grundsätzlich wird die Abbaugeschwindigkeit bzw. der daraus resultierende Biogasertrag dabei sowohl durch die chemische Zusammensetzung der fermentierbaren Substratbestandteile als auch durch den konkreten Prozesszustand (einschließlich möglicher Inhibitoren und wachstumslimitierender Einflussfaktoren der mikrobiellen Gemeinschaft) beeinflusst (Abb. 2).

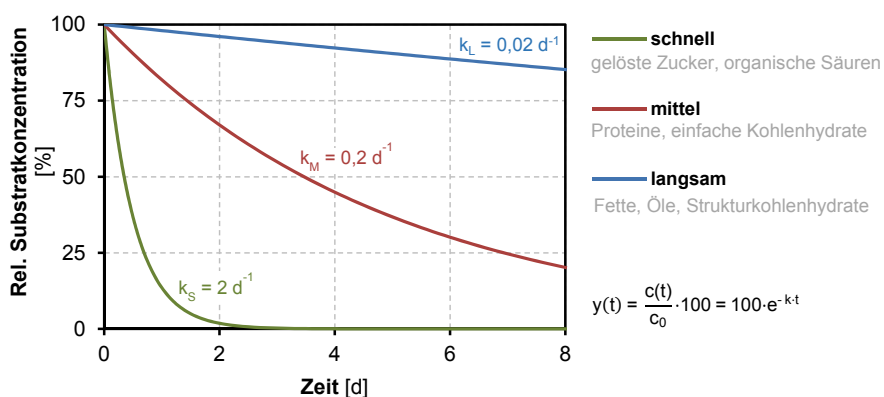


Abb. 2: Exemplarischer Konzentrationsverlauf von schnell, mittel und langsam abbaubarer Substratbestandteilen unter Annahme einer Reaktion erster Ordnung (© Sören Weinrich)

1.3 KTBL/VDLUFA-Ringversuch Biogas

Ringversuche spielen bei der Qualitätsüberwachung von Laboren eine zentrale Rolle, da sie die Leistungsfähigkeit der Labore objektiv darstellen. Seit 2006 führt das KTBL zusammen mit der VDLUFA den Ringversuch „Biogas“ durch. Mithilfe der Ringversuche können Unterschiede bei Untersuchungsergebnissen von Gärversuchen systematisch identifiziert und reduziert werden (naRoBi 2010).

Die Erkenntnisse aus den ersten Ringversuchen führten dazu, dass die gleichnamige KTBL-Arbeitsgruppe, die seit Anbeginn die Ringversuche fachliche begleitet und derzeit aus neun Fachleuten besteht, eine Methodenvorschrift zur Biogaspotenzialmessung entwickelte, die durch den VDLUFA als Verbandsmethode „Bestimmung der Biogas- und Methanausbeute in Gärtests“ übernommen wurde (VDLUFA 2011). Die Verbandsmethode dient der einfacheren Umsetzung der VDI-Richtlinie 4630 (VDI 2016) und trägt somit zur Vermeidung von Fehlerquellen bei den Gärversuchen bei.

Die Anzahl der teilnehmenden Labore liegt je nach Durchgang zwischen 20 bis 30 Laboren, die aus dem In- und Ausland stammen und mit unterschiedlichen Versuchsaufbauten teilnehmen. Dabei können die Labore individuell aus den folgenden Analysebereichen (Merkmalen) wählen:

- Bestimmung der Gas- und Methanpotenziale von drei Probenmaterialien, inklusive Bestimmung von TS, oTS, Gärsäuren,
- Bestimmung der Rohnährstoffe: Rohprotein, Rohfaser, Rohfett, Rohstärke, Zucker, aNDFom, ADFom, ADL, Elos, Eulos anhand einer Substratprobe,
- Bestimmung des Restgaspotenzials (bei 20 °C und 37 °C), inklusive Bestimmung von C2-C5-Fettsäuren und FOS/TAC.

Die Durchführung und Auswertung des Ringversuchs erfolgt anonym und endet in der Regel mit einem Abschlusstreffen gemeinsam mit der KTBL-Arbeitsgruppe „Ringversuch“. Hier haben die anwesenden Laborvertreter die Möglichkeit, die Ergebnisse zu besprechen und auf Wunsch mögliche Fehlerquellen oder aufgetretene Probleme zu diskutieren. Hieraus ergeben sich mitunter wertvolle Anhaltspunkte für die Verbesserung der Messgenauigkeit und Versuchsdurchführung in den teilnehmenden Laboren.

2 Stand der Technik

Der aktuelle Stand der Technik von diskontinuierlichen Laborversuchen (Batchtests) wird vom prinzipiellen Versuchsaufbau und -durchführung bis zur Auswertung und Übertragbarkeit auf kontinuierliche Prozesse beschrieben. Zusätzlich werden die grundlegenden Methoden des KTBL/VDLUFA-Ringversuchs dargestellt.

2.1 Versuchsaufbau und -durchführung

Batchtest werden in unterschiedlichen Versuchsaufbauten im Maßstab von 0,1 bis 30 l-Reaktoren durchgeführt. Grundsätzlich wird das zu untersuchende Substrat gemeinsam mit geeignetem Impfmateriale (Inokulum) unter anaeroben Bedingungen zu Biogas abgebaut. In einer zusätzlichen Nullprobe wird ausschließlich die Gasbildung des Inokulums gemessen. Durch Differenzbildung zwischen Substrat- und Nullversuch lässt sich dann die substratspezifische Biogasproduktion ermitteln. Trotz einschlägiger Richtlinien und Methodenvorschriften (wie beispielsweise VDI 4630) existieren für den Versuchsaufbau und die Versuchsdurchführung vielfältige Verfahren, welche eine direkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse aus Batchtests erschweren. Insbesondere

- die Vorbehandlung und Lagerung des eingesetzten Substrats,
- die Herkunft, Vorbehandlung und Lagerung des Impfmateriale (Inokulum),
- die Messtechnik (Gasvolumen und Methanmessung),

- die Durchmischung, Reaktionsvolumen und Temperatur,
- der Versuchsansatz (Inokulum-Substrat-Verhältnis) und
- die analytische Kenngrößen (TS, oTS sowie TS-Korrektur)

können zu erheblichen Abweichungen zwischen einzelnen Laboren bzw. unterschiedlichen Versuchsansätzen führen. Aktuelle Untersuchungen im Rahmen praxisnaher Forschung als auch nationale und internationale Ringversuche liefern dabei wichtige Anhaltspunkte, um die bestehenden Methodenvorschriften zu präzisieren und die Mess- bzw. Wiederholgenauigkeit bei der Versuchsdurchführung zu verbessern.

2.2 Versuchsauswertung

Für die Versuchsauswertung von Batchtests existieren ebenfalls vielfältige Methoden, jedoch nur wenige verbindliche Standards. So sollte grundsätzlich eine Korrektur des gemessenen Biogases auf Normbedingungen und trockenes Biogas (Wasserdampfkorrektur) erfolgen. Bei der Verwendung von frischem Probematerial ist der Trockensubstanzgehalt (TS) der eingewogenen Frischmasse auf die bei der TS-Bestimmung eintretenden Verluste an flüchtigen organischen Substratbestandteilen zu korrigieren (VDLUFA 2011, Liebetau et al. 2014). Weiterhin bieten reaktionstechnische Zusammenhänge und stöchiometrische Berechnungsmethoden eine belastbare Grundlage für eine aussagekräftige Versuchsauswertung anhand der zentralen Kenngrößen des Biogasbildungspotenzials und der Abbaukinetik.

Biogasbildungspotenzial

Für die Qualitätsbeurteilung von Substraten wird das spezifische Biogasbildungspotenzial üblicherweise durch labortechnische Batchtests ermittelt. Anhand der vielfältigen Versuchsaufbauten und einschlägigen Methoden (VDLUFA 2011, VDI 4630) wird der letzte bzw. höchste Messwert der kumulativen Biogas- oder Methanmessung als maximales Biogasbildungspotenzial zur Substrat- und Effizienzbewertung im großtechnischen Anlagenbetrieb verwendet. Inwieweit der experimentelle Endwert im Batchversuch tatsächlich das maximale Biogasbildungspotenzial der jeweiligen Substrate repräsentiert oder – in Abhängigkeit der versuchsspezifischen Einflussfaktoren und Abbruchkriterien – nur einen individuellen Biogasertrag darstellt, ist bis heute nicht abschließend geklärt.

Neben der experimentellen Bestimmung anhand von Batchtests existieren in der Wissenschaft und Praxis vielfältige Berechnungsmethoden, um das Biogasbildungspotenzial anhand der

- Trockensubstanz (TS, oTS oder FoTS),
- Nährstoffklassen aus der Futtermittelanalyse (Weender und van Soest),
- Elemente aus der Elementaranalyse,
- flüchtigen Substanzen aus der Chromatographie und Spektroskopie,
- Heiz- und Brennwertanalysen und
- CSB oder TOC aus der Abwasseranalytik

der verwendeten Substrate zu bewerten. Für eine aussagekräftige und realitätsnahe Bestimmung des verfügbaren Biogasbildungspotenzials sind dabei alle Verfahren darauf angewiesen zwischen fermentierbaren und nicht-fermentierbaren Substratbestandteilen zu unterscheiden. Anhand der charakteristischen Nährstoffklassen aus der Futtermittelanalyse lassen sich hier drei Verfahren zur Abschätzung der fermentierbaren organischen Trockensubstanz (FoTS) beschreiben.

- **Verdaulichkeitsanalyse** (Keymer und Schilcher 1999)

$$\text{FoTS} = \underbrace{\text{NfE} \cdot \text{VQ}_{\text{NfE}}}_{\text{verdauliche Rohkohlenhydrate}} + \underbrace{\text{XF} \cdot \text{VQ}_{\text{XF}}}_{\text{verdauliche Rohproteine}} + \underbrace{\text{XP} \cdot \text{VQ}_{\text{XP}}}_{\text{verdauliche Rohproteine}} + \underbrace{\text{XL} \cdot \text{VQ}_{\text{XL}}}_{\text{verdauliche Rohfette}}$$

FoTS = Fermentierbare organische Trockensubstanz

NfE = Stickstofffreie Extraktstoffe

XF = Rohfaser

XP = Rohprotein

XL = Rohfett

VQ = Verdaulichkeitsquotient

- **Fermentierbarkeitsanalyse** (Weißbach 2008)

$$\text{FoTS} = 1000 - \text{XA} - \underbrace{16}_{\text{nicht-fermentierbare Rohproteine}} - \underbrace{0}_{\text{nicht-fermentierbare Rohfette}} - \underbrace{(0,47 \cdot \text{XF} + 0,00104 \cdot \text{XF}^2)}_{\text{nicht-fermentierbare Rohkohlenhydrate}}$$

FoTS = Fermentierbare organische Trockensubstanz

XA = Rohasche

XF = Rohfaser

- **Ligningehalt**

$$\text{FoTS} = 1000 - \text{XA} - \underbrace{\text{ADL}}_{\text{nicht-fermentierbare Rohkohlenhydrate}}$$

FoTS = Fermentierbare organische Trockensubstanz

XA = Rohasche

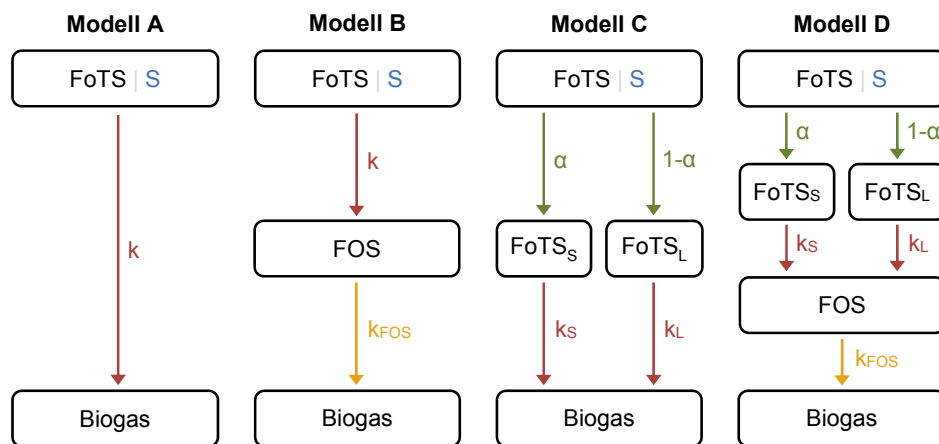
ADL = acid detergent lignin

So kann die FoTS über die scheinbare Verdaulichkeit der Rohnährstoffe anhand der einschlägigen Futterwerttabellen für Wiederkäuer der Deutschen Landwirtschaftsgesellschaft (DLG) oder des Deutschen Landwirtschaftsverlags (DLV) abgeschätzt werden (Keymer und Schilcher 1999). Weißbach (2008) berücksichtigt neben der scheinbaren Verdaulichkeit zusätzliche metabolische Nährstoffausscheidungen endogenen Ursprungs und ermöglicht für ausgewählte Substratklassen somit eine vollständige und detaillierte Fermentierbarkeitsanalyse. Weiterhin lässt sich die FoTS für typische Energiepflanzen bei geringem bzw. zu vernachlässigendem Protein- und Fettgehalt über eine Rohasche- und Ligninkorrektur bestimmen.

Anhand der fermentierbaren Inhaltsstoffe lässt sich dann durch stöchiometrische Berechnung auf das resultierende Biogasbildungspotenzial der eingesetzten Substrate schließen (Weißbach 2009).

Abbaukinetik

Die Abbaukinetik lässt sich nur durch reaktionstechnische Zusammenhänge und Modellannahme aus experimentellen Versuchsdaten bestimmen und auswerten. Vereinfachend lässt sich dabei der gesamte Vergärungsprozess beim Einsatz von landwirtschaftlichen Substraten und Reststoffen über die geschwindigkeitslimitierende Hydrolyse als ein- oder zweistufige Bruttoreaktion erster Ordnung beschreiben (Abb. 3).



Fermentierbare organische Trockensubstanz (FoTS) bzw. Biogasbildungspotenzial (S), flüchtige organische Säuren (FOS), Reaktionskonstante erster Ordnung (k), Anteil der schnell abbaubaren Fraktion der FoTS (α), schnell abbaubar (Index: S), langsam abbaubar (Index: L)

Abb. 3: Vereinfachte Modellstrukturen auf Basis einer ein- und zweistufigen Bruttoreaktion erster Ordnung (© Sören Weinrich, in Anlehnung an Brulé et al. 2014)

So beschreibt Modell A den FoTS-Abbau anhand einer einzelnen Reaktionsgeschwindigkeitskonstante erster Ordnung k , Modell B hingegen berücksichtigt die Summenkonzentration an flüchtigen organischen Säuren (FOS) als Zwischenprodukt in einer Folge-reaktion über eine zusätzliche Reaktionsgeschwindigkeitskonstante k_{FOS} . Anhand eines Fraktionierungsparameters α ermöglicht Modell C eine differenzierte Unterteilung der FoTS in schnell und langsam abbaubare Substratbestandteile. Modell D resultiert aus der konsequenten Erweiterung der Modellstruktur C durch ein zusätzliches Zwischenprodukt an flüchtigen organischen Säuren (FOS).

Hinsichtlich der Interpretation des Biogasbildungspotenzials und der Abbaukinetiken lassen sich anhand reaktionstechnischer Modelle dabei klare Abhängigkeiten definieren. So beschreibt das Biogasbildungspotenzial (S in $\text{ml g}^{-1} \text{ oTS}$) den theoretischen Endwert bei unendlicher Verweilzeit und kann vereinfachend einer Start- bzw. Eingangskonzentration der FoTS gleichgesetzt werden. Eine Änderung der Reaktionsgeschwindigkeitskonstante (k in d^{-1}) beeinflusst den zeitlichen Verlauf der Biogasproduktion im Batch. Bei hinreichend genauer Anpassung der berechneten Simulationsergebnisse an die experimentellen Messdaten lassen sich die zentralen Substrat- bzw. Prozessparameter somit gezielt anhand reaktionskinetischer Modelle auswerten und vergleichen.

Grundsätzlich sind somit die unbekanntenen Modellparameter, wie die verfügbare FoTS oder das Biogasbildungspotenzial (S), die Substratfraktionierung (α) oder die effektive Abbaukinetik (k , k_{FOS} , k_S und k_L), für eine bestmögliche Beschreibung der experimentellen Messdaten zu ermitteln. Neben den theoretischen Berechnungsmethoden lässt sich das Biogasbildungspotenzial (bzw. die entsprechende FoTS) somit auch anhand der modellbasierten Auswertung experimenteller Versuchsdaten ableiten. Dabei erfolgt die Parameteridentifikation üblicherweise anhand numerischer Optimierungsverfahren, sodass die identifizierten Parameterwerte hinsichtlich sinnvoller Parametergrenzen (Wertebereiche) zu prüfen sind.

2.3 Bewertung kontinuierlicher Prozesse

In der Wissenschaft und Praxis werden diskontinuierliche Laborversuche (Batchtest) häufig zur Substrat- und Effizienzbewertung an kontinuierlich betriebenen Praxisanlagen verwendet. Inwieweit die unterschiedlichen Reaktionsbedingungen (Wachstumsbedingungen), Einflussfaktoren und Betriebsarten im Labor- und Praxismaßstab prinzipiell zu vergleichen sind, ist bis heute nicht eindeutig nachgewiesen. Grundsätzlich lassen sich anhand vereinfachter Reaktionsmodelle die zentralen Kenngrößen (Biogasbildungspotenzial und Kinetik) in Abhängigkeit der konkreten Prozessführung explizit beschreiben und direkt miteinander vergleichen (Abb. 4).

Der charakteristische Verlauf der kumulativen Biogasproduktion im Batchtest lässt sich vereinfachend anhand einer Reaktion erster Ordnung beschreiben (Modell A in Abb. 3). Anhand der grundlegenden Reaktionsgleichungen lässt sich für den kontinuierlichen Anlagenbetrieb der tägliche Biogasertrag im stationären Betriebszustand unter Berücksichtigung der Verweilzeit berechnen (Abb. 4). Für beide Betriebsweisen sind die unbekanntenen Modellparameter (S und k) anhand der gemessenen Biogasproduktion hinsichtlich realitätsnaher Berechnungsergebnissen anzupassen.

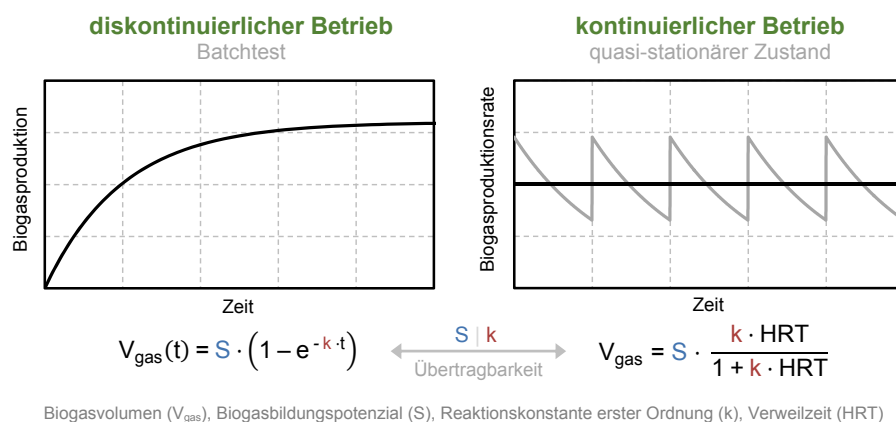


Abb. 4: Berechnung der Biogasproduktion im diskontinuierlichen und kontinuierlichen, stationären Betrieb unter Annahme einer Reaktion erster Ordnung (© Sören Weinrich)

Bei fehlerfreier Messwerterfassung und idealisiertem Prozess- bzw. Skalierungsverhalten liegen beiden Betriebsweisen das gleiche Biogasbildungspotenzial und entsprechende Abbaukinetik zugrunde. Stimmen die charakteristischen Kenngrößen beider Ansätze nicht überein sind methodische Fehler vom prinzipiellen Versuchsaufbau bis zur Versuchsdurchführung im Labor sowie Ungenauigkeiten bei der Probenahme und Messwerterfassung in der großtechnischen Anlagenpraxis kritisch zu prüfen; auch die verwendete Modellstruktur und Parameteroptimierung ist mitunter anzupassen. Sind dabei weitere Einflussfaktoren, wie beispielsweise die unterschiedliche Durchmischung (verfügbares Reaktionsvolumen und effektive Verweilzeit) in Labor- und Praxisfermentern explizit bekannt bzw. messbar, lassen sich diese Abhängigkeiten in den Reaktionsgleichungen berücksichtigen, um die Vergleichbarkeit bzw. Modellabbildung beider Systeme zu verbessern.

Durch eine reaktionstechnische Auswertung ist es somit möglich, die fundamentalen Zusammenhänge und Einflussfaktoren im Biogasprozess anhand einer einheitlichen Modellgrundlage differenziert zu beschreiben und somit belastbare Aussagen hinsichtlich der Vergleichbarkeit, Bewertung und Übertragung von diskontinuierlichen Laborversuchen (Batchtests) auf kontinuierliche Prozesse an großtechnischen Biogasanlagen zu treffen.

2.4 Durchführung der KTBL/VDLUFA-Ringversuche

Das Ziel des KTBL/VDLUFA-Ringversuchs ist die Qualitätsverbesserung der Biogaslabore bei der Bestimmung der Gaspotenziale, der Rohnährstoffe und des Restgaspotenzials. Dazu werden die Abweichungen in den Messergebnissen dargestellt und versucht, daraus die Ursachen für die Messgenauigkeit zu bestimmen.

Als Grundvoraussetzung zur Teilnahme am Ringversuch wird die Einhaltung der VDLUFA-Methodenvorschrift „Bestimmung der Biogas- und Methanausbeute in Gärtests“ (VDLUFA 2011) bzw. die VDI-Richtlinie 4630 (VDI 2016) vorausgesetzt. Das versandte Probenmaterial soll wie im Labor üblich gehandhabt und analysiert werden.

Für den Analysebereich Gasausbeute werden mindestens 3 Proben versandt. Dabei gehört mikrokristalline Cellulose zum Standard-Gärs substrat; die weiteren Gärsubstrate sollten die übliche Palette der Substratvariation aus der Praxis abdecken (z. B. Maissilage, Grassilage, Weizenkorn). Die Rohnährstoffe werden üblicherweise in Maissilageproben bestimmt und die Analyse des Restgaspotenzials erfolgt anhand von Gärrestproben einer landwirtschaftlichen Biogasanlage. In den Durchgängen wurden identisches Probenmaterial an alle Labore verschickt; die Menge ist jedoch vom Versuchsaufbau abhängig. Bei der Versendung von frischen Silagen wird auch Einfluss der Probenlagerung und Probenhomogenisierung auf das Endergebnis möglich (Oechsner und Paterson 2013). Alle Proben müssen mit jeweils mindestens 3 Wiederholungen analysiert werden.

Die Auswertung für den KTBL/VDLUFA-Ringversuch Biogas erfolgt nach DIN 5725 „Genauigkeit (Richtigkeit und Präzision) von Messverfahren und Messergebnisse“ (1997, 2002), DIN 38402-45 „Einheitsverfahren zur Wasser-, Abwasser- und Schlammuntersuchung – Teil 45: Ringversuche zur Eignungsprüfung von Laboratorien“ und die Darstellung nach Pocklington (1991).

Die teilnehmenden Labore erhalten dabei ein Qualitätssiegel über ihre „erfolgreiche“ Teilnahme, die sich jedoch nur auf die die korrekte Ermittlung der Gaspotenziale (Analysebereich Gärtest) bezieht (lässt die Parameter „Restgaspotenzial“ und „Rohnährstoffe“ unberührt). Das Qualitätssiegel wird ausgestellt, wenn

- alle Hauptproben analysiert wurden,
- die Standardnormalverteilung (z-Wert) bei 2 von 3 Proben bei maximal ± 2 liegt und
- das Soll-Gaspotenzial der Cellulose gemäß VDLUFA-Methode bestimmt worden ist.

3 Ergebnisse

Durch die zahlreichen Einflusskriterien und vielfältigen Methoden kann im vorliegenden Beitrag offensichtlich noch keine abschließende und endgültige Bewertung der Aussagekraft von Batchtests zur Substrat- und Prozessbewertung von Biogasanlagen erfolgen. Vielmehr gilt es, anhand des zuvor beschriebenen Entwicklungsstands einzelne Einflussfaktoren sowie die unterschiedlichen Möglichkeiten der Versuchsauswertung und -bewertung exemplarisch zu evaluieren. Zusätzlich bieten die Ergebnisse aus Ringversuchen wichtige Hinweise zur Vergleichbarkeit und Wiederholgenauigkeit von Batchtest.

3.1 Einflussfaktoren

Im Rahmen der Untersuchung zur Aussagekraft von Batchtests wurden ausgewählte Einflussfaktoren beispielhaft am Deutschen Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) analysiert. Dabei stand sowohl der Ursprung des Inokulums als auch der verwendete Versuchsaufbau im Vordergrund der Untersuchungen. Alle Versuche wurden unter Einhaltung der einschlägigen Anforderungen und Kriterien gemäß der VDI-Richtlinie 4630 (VDI 2016) durchgeführt.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass selbst innerhalb eines einzelnen Labors bei der Verwendung unterschiedlicher Inokula oder Versuchsaufbauten mit erheblichen Abweichungen und Streuungen der Versuchsergebnisse zu rechnen ist.

So zeigt sich beispielsweise, dass ein an das Substrat (Maissilage) angepasstes Inokulum (Gärrest einer Monovergärung von Maissilage) einen besseren Abbau als ein prozessfremdes Inokulum (Klärschlamm) ermöglicht. Die Wahl des Inokulums hat dabei sowohl auf die Abbaugeschwindigkeit als auch auf den experimentellen Endwert einen erheblichen Einfluss. Aktuelle Untersuchungen von Dechrugsa et al. (2013), Heerenklage et al. (2014) und Engler et al. (2017) belegen ebenfalls den Einfluss des Inokulums auf das im Batch erzielte Biogasbildungspotenzial und/oder die entsprechende Abbaukinetik. Neben individuellen Studien zu ausgewählten Einflussfaktoren liefern die Laborübergreifenden Ringversuche einen wichtigen Beitrag zu einer standardisierbaren und reproduzierbaren Biogaspotenzialsbestimmung.

3.2 Einblick in die Ringversuchsauswertung

Erste Auswertungen der Ringversuchsdaten zeigen, dass sich über die Jahre der Ringversuche die Analyseergebnisse bei der Bestimmung der Biogas- bzw. Methanausbeute zum Teil deutlich verbessern konnten; trotz steigender Anforderungen an die Messungen, wechselnder Labore unter den Teilnehmern und variierender Teilnehmerzahl.

Die Streuung wird anhand des Wiederholvariations- (CV_r) und Vergleichsvariationskoeffizienten (CV_R) für die mikrokristalline Cellulose (Referenzstandard) und Maissilageproben dargestellt. Der Wiederholvariationskoeffizienten beschreibt die Genauigkeit der Werte innerhalb des Labors und der Vergleichsvariationskoeffizient dient zur Beschreibung der Präzision zwischen den Laboren.

Auffällig war beim ersten Durchlauf im Jahr 2006 (Tab. 1), 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 Vergleichsvariationskoeffizient des Methanpotenzials 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 (Oechsner und Paterson 2013). Die CV_R -Werte für das Biogas- bzw. Methanpotenzial haben sich im Verlauf der letzten Jahre zwischen 8 und 4 % eingependelt.

Tab. 1: Entwicklung des Wiederholvariations(CV_r)- und Vergleichsvariationskoeffizienten (CV_R) beim KTBL/DLUFU-Ringversuch (Jahrgänge 2006 bis 2016) für die Bestimmung der Biogas- und Methanpotenziale von mikrokristalliner Cellulose

Jahrgang	2006	2007	2008	2011	2013	2014	2015	2016
Anzahl der Labore	16	19	29	29	30	28	23	19
Ø Biogaspotenzial in l _N /kg oTS	735	724	700	736	729	728	709	720
CV_r in %	2,9	3,2	4,3	3,0	2,2	2,0	2,3	2,2
CV_R in %	17,0	10,3	8,0	4,5	4,9	4,6	6,3	4,3
Ø Methanpotenzial in l _N /kg oTS	386	364	359	373	369	359	356	373
CV_r in %	3,8	4,0	4,9	3,4	2,6	2,7	3,6	2,6
CV_R in %	19,5	13,0	8,4	6,9	7,0	7,7	10,4	7,7

Bei der Betrachtung der Ergebnisse aus der Biogas- und Methanpotenzialbestimmung von Maissilage (Tab. 2) zeigt sich ein etwas anderes Bild. Auch hier begannen die Ringversuche mit hohen CV_R -Werten (von rund 12 %) und die Streuung konnte bei diesem Probenmaterial auf etwa 7 bis 6 % reduziert werden, jedoch konnte dieses Niveau über die Jahre nicht konstant gehalten werden.

Die Ursachen hierfür sind vielfältig – sie sind jedoch nicht von der Art und Größe des Versuchsaufbaus abhängig. Eher könnten fehlerhafte Auswerteverfahren, Gasverlusten im Versuchsaufbau oder falsches Kalibriergas für die Messgeräte ihren Teil zur Streuung der Ergebnisse beitragen.

Tab. 2: Entwicklung des Wiederholvariations (CV_r)- und Vergleichsvariationskoeffizienten (CV_R) beim KTBL/VDLUFA-Ringversuch (Jahrgänge 2007 bis 2016) für die Bestimmung der Biogas- und Methanpotenziale von Maissilage

Jahrgang	2006	2007	2008	2011	2013	2014	2015	2016
Anzahl der Labore	16	19	29	29	30	28	23	19
Ø Biogaspotenzial in l_N/kg oTS		662	683	688	686	704	670	671
CV_r in %		5,1	4,2	3,7	3,4	2,0	3,9	4,9
CV_R in %		11,6	10,3	7,0	7,9	5,7	7,6	10,8
Ø Methanpotenzial in l_N/kg oTS		351	368	371	374	376	353	369
CV_r in %		6,1	4,9	4,3	3,4	3,3	4,1	5,1
CV_R in %		12,4	11,3	8,5	7,5	8,6	12,3	11,0

Zusätzlich lassen sich die laborspezifischen Ergebnisse der Biogas- und Methan- ausbeuten aus dem Ringversuch 2016 mit den verfügbaren Berechnungsansätzen des Biogasbildungspotenzials vergleichen. Anhand der einschlägigen Reaktionsgleichung von Buswell und Müller (1952) lässt sich somit für mikrokristalline Cellulose ($C_6H_{10}O_5$) ein stöchiometrisches Biogasbildungspotenzial von 829 ml Biogas und 415 ml Methan je g oTS bzw. FoTS ausweisen. Für eine realitätsnahe Berechnung sind exemplarisch 5 % oder 10 % der umgesetzten FoTS für mikrobielle Wachstums zu berücksichtigen. Im Vergleich zu den stöchiometrischen Berechnungsmethoden ist der experimentelle Mittelwert der teilnehmenden Labore (720 ml Biogas g^{-1} oTS) durch ein niedrigeres Biogasbildungs- potenzial gekennzeichnet (Abb. 5).

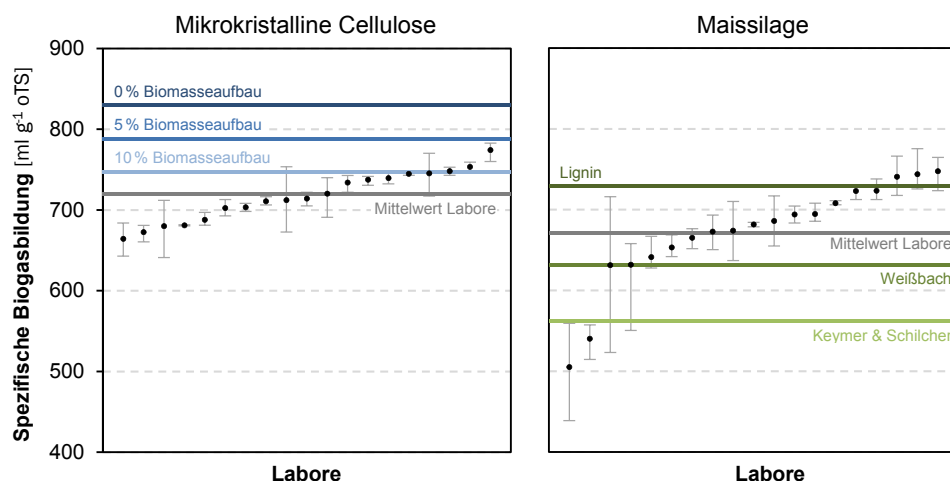


Abb. 5: Ergebnisse zur spezifischen Biogasbildung aus dem KTBL/VDLUFA-Ringversuch 2016 im Vergleich zur Berechnung des Biogasbildungspotenzials (© Sören Weinrich)

Für die Maissilageprobe lassen sich die Laborergebnisse ebenfalls mit dem rechnerischen Biogasbildungspotenzial auf Basis der FoTS-Berechnung (siehe Kapitel 2.2) vergleichen. Unter Verwendung eines stöchiometrischen Biogasbildungspotenzials von 809 ml Biogas und 420 ml Methan je g FoTS (Weißbach 2009) kann über den FoTS-Gehalt das theoretisch zu erwartende Biogasbildungspotenzial bestimmt werden. Wohingegen die Verdaulichkeitsquotienten der DLG-Futtermittelwerttabellen nach Keymer und Schilcher bekanntlich ein zu niedriges Biogasbildungspotenzial ausweisen (Rath 2015), befindet sich der Mittelwert der Labore zwischen den Ergebnissen der Fermentierbarkeitsanalysen nach Weißbach und der maximal verfügbaren FoTS (FoTS = oTS – ADL). Dabei wird der Mittelwert der Labore erheblich durch niedrige Biogaspotenziale der ersten zwei Labore beeinflusst. Zusätzlich lassen sich auch die spezifische Methanbildung der einzelnen Ringversuchsteilnehmer sowie die entsprechenden Berechnungen des Biogasbildungspotenzials von mikrokristalliner Cellulose und Maissilage auswerten (Abb. 6).

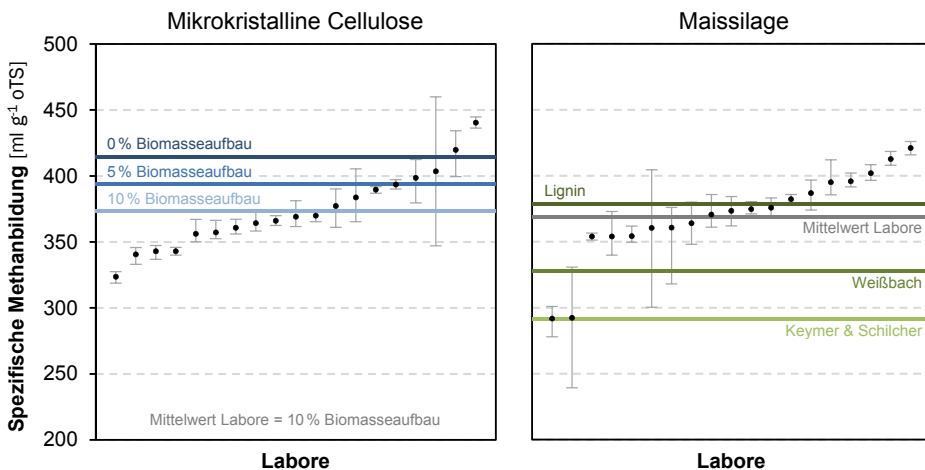


Abb. 6: Ergebnisse zur spezifischen Methanbildung aus dem KTBL/VDLUFA-Ringversuch 2016 im Vergleich zur Berechnung des Methanbildungspotenzials (© Sören Weinrich)

Dabei stimmt der Mittelwert der Labore direkt mit dem theoretischen Berechnungsergebnis (unter Annahme von 10 % Biomasseaufbau) des Methanbildungspotenzials überein. Stöchiometrische Berechnungen nach Buswell und Müller (1952) belegen beim anaeroben Abbau von Cellulose dabei gleiche Anteile an Methan und Kohlendioxid. Die geringere Biogasproduktion (Abb. 5) ist somit auf einen geringeren Kohlendioxidgehalt im Biogas zurückzuführen. Auch bei der Maissilageprobe ist mit einer höheren Methanbildung im Vergleich zu den Berechnungen anhand der FoTS zu rechnen. Mögliche Ursachen für die Abweichungen könnten das effektive Dissoziationsgleichgewicht

von Kohlestoffdioxid zu Hydrogencarbonat sein, welches in Abhängigkeit des pH-Werts die effektive Kohlendioxidkonzentration in der Flüssig- und Gasphase limitiert und in einfachen stöchiometrischen Berechnungen üblicherweise nicht berücksichtigt werden; auch mögliche Gasverluste von Kohlendioxid (z.B. über Sperrflüssigkeiten) wären denkbar.

Grundsätzlich belegen die vorliegenden Untersuchungsergebnisse die zahlreichen Unsicherheiten bei der Auswertung und Validierung von Batchtest. Dabei erlauben die unterschiedlichen theoretischen Annahmen und Berechnungsmethoden sowie die vielfältigen Versuchsbedingungen und Einflussfaktoren bei experimentellen Batchtests keine eindeutige Methodenauswahl und -bewertung. Inwieweit die gemessene Biogasproduktion als Biogasbildungspotenzial oder Biogasertrag bezeichnet werden muss, lässt sich ebenfalls nicht abschließend beurteilen.

3.3 Aussagekraft zur Bewertung kontinuierlicher Prozesse

Labortechnische Batchtests werden üblicherweise zur Bewertung des Substrateinsatzes in kontinuierlichen Prozessen eingesetzt. Inwieweit die zentralen Bezugsgrößen des Biogasbildungspotenzials und der Abbaukinetik aus diskontinuierlichen Laborversuchen mit kontinuierlich betriebenen Prozessen im Labor- und Praxismaßstab zu vergleichen sind, lässt sich anhand reaktionstechnischer Zusammenhänge aussagekräftig untersuchen.

Im Rahmen der Untersuchungen zur Aussagekraft von Batchtests wurden im Labormaßstab in baugleichen Reaktion (10 l-Reaktionsvolumen) sowohl kontinuierliche als auch diskontinuierlichen Laborversuche mit derselben Charge Maissilage durchgeführt. Als Inokulum für die Batchtests wurde der Gärrest der Forschungsbiogasanlage (FBGA) des DBFZ verwendet, da die Anlage über mehrere Verweilzeiten ausschließlich mit Maissilage beschickt wurde. Die Ermittlung der charakteristischen Modellparameter (S und k) erfolgte anhand Modell A und C (Abb. 7).

Grundsätzlich ist durch die erweiterte Modellstruktur C eine bessere Anpassung ($R^2 = 1,00$) an die experimentellen Messdaten zu erzielen als mit dem einschlägigen Modellansatz A ($R^2 = 0,98$). Durch die gezielte Unterteilung in leicht und schwer abbaubare Substratbestandteile ist es somit möglich, sowohl die hohen Biogasproduktionsraten zum Versuchsbeginn als auch geringe Biogasproduktionsraten langsam abbaubarer Substratbestandteile zum Versuchsende detailliert zu beschreiben.

So ist in den Messdaten auch zum Versuchsende noch ein geringer Anstieg in der spezifischen Biogasbildung zu erkennen, welcher auf unvollständigen Abbau schwer abbaubarer Substratkomponenten zurückzuführen ist. Während Modell A somit den experimentellen Endwert sogar unterschätzt, bietet Modell C die Möglichkeit das vollständige Biogasbildungspotenzial (bei unendlicher Verweilzeit) zu approximieren.

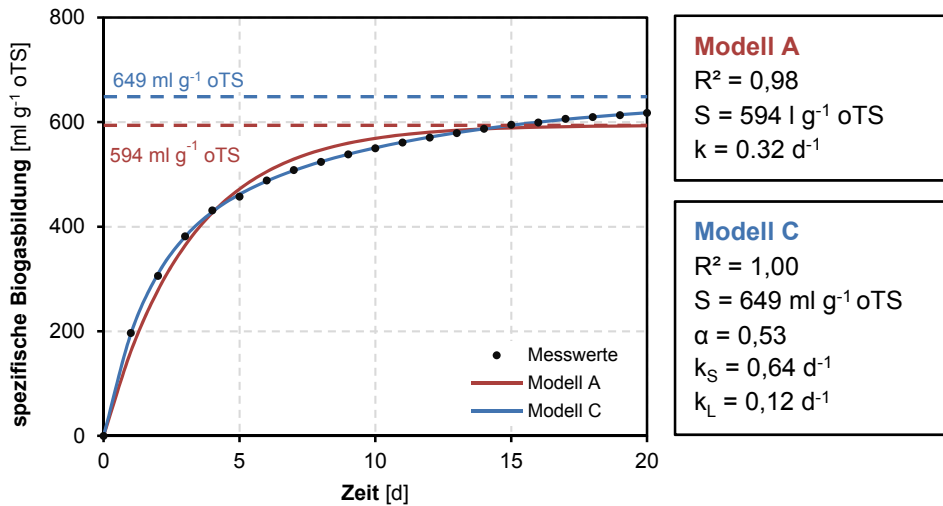


Abb. 7: Vergleich von zwei vereinfachten Reaktionsmodellen (Modell A und C) zur Simulation der kumulativen Biogasproduktion im Batch (© Sören Weinrich)

Im kontinuierlichen Laborversuch bei der mesophilen Monovergärung von Maissilage konnte im quasistationären Prozesszustand ein durchschnittlicher Biogasertrag von 721 ml je g oTS und Tag ermittelt werden. Für das zugrundeliegende Biogasbildungspotenzial und die effektive Abbaukinetik (S und k) ergeben sich anhand einer einstufigen Bruttoreaktion erster Ordnung (Modell A in Abb. 3) dabei zahlreiche Parameterkombinationen, welche eine entsprechende Gasproduktion im stationären Anlagenbetrieb garantieren. Der funktionale Zusammenhang (Formel in Abb. 4) lässt sich dabei grafisch auswerten und mit den identifizierten Modellparametern aus dem diskontinuierlichen Laborversuch (Batchtest) vergleichen (Abb. 8). Zusätzlich kann das stöchiometrische Biogasbildungspotenzial anhand der FoTS-Berechnung dargestellt werden.

In der vorliegenden Untersuchung liegt das im Batchversuch ermittelte Biogasbildungspotenzial von Modell A und C weit unterhalb dem zugrundeliegenden Potenzial zur Berechnung der spezifischen Biogasproduktionsrate im stationären Betriebszustand. Inwieweit die niedrigen Biogaspotenziale im Batchversuch nur die individuellen Bedingungen dieses Versuchsansatzes repräsentieren oder aber systematische Unterschiede aufweisen, ist kritisch zu prüfen. Auch die Berechnung des Biogasbildungspotenzials nach Keymer und Schilcher (1999) sowie Weißbach (2008) reichen nicht aus, um den stationären Betriebspunkt im kontinuierlichen Reaktorbetrieb anhand der reaktionstechnischen Modellgrundlage zu erfüllen. Somit scheint das effektive Biogasbildungspotenzial im kontinuierlichen Anlagebetrieb im Spannungsfeld zwischen der FoTS-Berechnung nach Weißbach und der maximalen FoTS anhand der Ligninbestim-

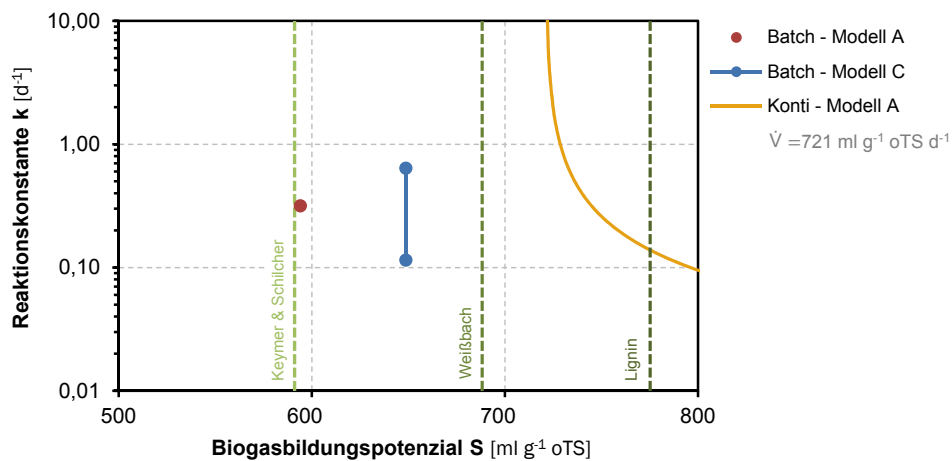


Abb. 8: Identifizierte Modellparameter aus kontinuierlichen und diskontinuierlichen Laborversuchen (© Sören Weinrich)

nung zu liegen. Dieser Ergebnisse werden anhand einer erweiterten Auswertung unter Berücksichtigung von Prozessdaten großtechnischer Anlagen ebenfalls bestätigt (Weinrich und Pröter 2017).

Die Auswertung der Ergebnisse des Ringversuchs 2016 (Abb. 5 und 6) zeigen dabei ebenfalls, dass sich der Mittelwert der Labore für die Maissilageprobe – entsprechend dem effektiven Biogasbildungspotenzial im kontinuierlichen Reaktorbetrieb (Abb. 8) – zwischen dem Potenzial nach Weißbach und der Berechnung über den Ligningehalt befindet. Für eine belastbare und allgemeingültige Aussage sind entsprechend weitere Vergleichsversuche in diskontinuierlichen und kontinuierlichen Labor- und Praxisanlagen erforderlich.

4 Zusammenfassung

Für eine verlässliche und vor allem präzise Auslegung, Effizienz- und Wirtschaftlichkeitsbewertung einer Biogasanlage ist eine aussagekräftige und einheitliche Beurteilung von Substraten und ihrer verfahrensspezifischen Umsetzung im Fermenter unerlässlich. Diskontinuierliche Laborversuche (Batchtests) werden üblicherweise zur experimentellen Ermittlung des Biogasbildungspotenzials und der substratspezifischen Abbaukinetik verwendet. Die jahresübergreifende Auswertung der KTBL/VDLUFA-Ringversuche „Biogas“ belegt dabei eine eindeutige Verbesserung der Wiederholgenauigkeiten und Vergleichbarkeiten bei den Versuchsergebnissen der kontinuierlich teilnehmenden Labore.

Dennoch ist durch die zahlreichen Einflussfaktoren und verfügbaren Methoden eine eindeutige und präzise Versuchsdurchführung derzeit nur eingeschränkt gegeben, sodass in Abhängigkeit von den verwendeten Messmethoden und Inokula zum Teil weiterhin mit erheblichen Abweichungen zwischen den einzelnen Laboren zu rechnen ist.

Vereinfachte Reaktionsmodelle auf Basis von ein- oder zweistufigen Bruttoreaktionen erster Ordnung erlauben dabei eine differenzierte Abbildung des Biogasbildungspotenzials sowie der effektiven Abbaukinetik und ermöglichen damit eine direkte Vergleichbarkeit von diskontinuierlichen und kontinuierlichen Versuchsergebnissen. Erste Ergebnisse zeigen dabei deutlich, dass die im Batch ermittelten Kenngrößen nicht direkt auf kontinuierliche Prozess im großtechnischen Anlagenbetrieb zu übertragen sind. Für eine abschließende und umfangreiche Bewertung der unterschiedlichen Methoden sind jedoch weitere Untersuchung zur Vergärung vielfältiger Substrate im Labor- und Praxismaßstab notwendig.

Der vorliegende, gemeinsame Beitrag vom Deutschen Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) und dem Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) enthält erste Ergebnisse aus dem, vom BMEL über die FNR, geförderten Verbundprojekt „Bewertung von Substraten hinsichtlich des Gasertrags – vom Labor zur großtechnischen Anlage“ (FKZ 22034614 und 22015915). Ziel der geförderten Projektinhalte ist es, die verfügbaren theoretischen und experimentellen Verfahren zur Ermittlung des Biogasbildungspotenzials und der Abbaukinetik in ihrer Aussagekraft und Praxistauglichkeit zu beurteilen und hinsichtlich einer einheitlichen bzw. präzisen Methode zur Substrat- und Prozessbewertung weiterzuentwickeln.

Literatur

Das Literaturverzeichnis zu diesem Beitrag kann bei den Autoren angefordert werden.

Optimierung des Rühraufwandes bei Biogasanlagen zur Einsparung des Eigenenergieverbrauches

HANS-JOACHIM NÄGELE, PHILIPP KRESS, HANS OECHSNER

1 Einleitung

Das Durchmischen von Biogasfermentern ist für einen effizienten Anlagenbetrieb unabdingbar. Hierbei werden die am Prozess beteiligten Mikroorganismen mit frischen Nährstoffen versorgt, deren Abbauprodukte abgeführt, die gleichmäßige Verteilung der Gärtemperatur erreicht sowie die Gasblasen aus der Flüssigkeit ausgetrieben. Die optimale Durchmischung des Gärsubstrates sollte dabei mit möglichst geringem Energieaufwand erzielt werden.

Am Markt ist eine große Anzahl verschiedener Rührverfahren und Rührwerkstypen verfügbar. Mechanische Rührwerke dominieren vor hydraulischen oder pneumatischen Rührverfahren. Bei den mechanischen Rührverfahren kann zwischen schnell laufenden Rührwerken mit kleinem Propellerdurchmesser sowie langsam laufenden Rührwerken mit großem Propellerdurchmesser unterschieden werden. Ein Großteil dieser konventionellen Varianten haben den Propeller als Rührorgan gemeinsam. Horizontal gelagerte Haspelrührwerke werden ebenfalls häufig eingesetzt. Eine Übersicht über verschiedene Rührwerkstypen, deren Aufbau, Funktionsweise sowie Empfehlungen zur Eignung und Auswahl findet sich in Kissel et al. (2014). Die Rührtechnik im Biogasfermenter ist für den sicheren Betrieb einer Biogasanlage unerlässlich.

Die Auswahl von Rührtechnik ist in der Praxis ein komplexes Zusammenspiel verschiedener Faktoren. Bei der Auswahl spielen die Behältergeometrie, die Beschaffenheit des zu rührenden Mediums und vor allem die Einsatzstoffkonstellation eine zentrale Rolle. Darüber hinaus sind Faktoren wie ein einfacher Wartungszugang, Betriebssicherheit, Leistungsreserven und Redundanz bei Ausfall zu berücksichtigen (Kissel et al. 2014). Betreiber von Biogasanlagen verlassen sich bei der Erstausrüstung meist auf die Empfehlungen der Anlagenhersteller, die die Auslegung gemäß ihren Erfahrungen planen. Zur Inbetriebnahme folgen die Betreiber oftmals den Empfehlungen der Hersteller zur Ausrichtung und zum Betrieb der Rührwerke. Im Laufe der Zeit sammeln die Betreiber dann eigene Erfahrungen, entwickeln ein „Gefühl“ für ihre Anlage und passen Rührintervalle und Ausrichtung selbst an. Der Fokus liegt meist auf störungsfreiem Anlagenbetrieb. Die Rührtechnik trägt in großem Maße, mit einem Anteil von bis zu 4 % am Eigenstromverbrauch, zum Energieverbrauch einer Biogasanlage bei. Mit steigender Verwendung von alternativen, meist faserhaltigen Substraten in der Biogasproduktion

zeigten sich in den vergangenen Jahren verstärkt Probleme mit der verwendeten Rührtechnik. Bei faserhaltigen und hoch viskosen Substraten geht der Trend zu langsam laufenden großflügeligen Rührwerken. Betreiber von Biogasanlagen setzen bei der Beschaffung von Rührwerken und der Auswahl des Installationsortes und der Höhen nach wie vor auf Erfahrungswerte. In der Praxis führt dies in vielen Fällen zu einer ungenügenden Durchmischung und einer damit einhergehenden Effizienzminderung sowie technischen Problemen (Lemmer et al. 2013).

Zur Durchmischung des Biogassubstrats benötigen klassische Rührwerke circa 4 % der an der Biogasanlage produzierten elektrischen Energie. Es gibt keine ausreichend belastbare Datengrundlage über die an Biogasanlagen eingesetzten Rührwerkstypen, deren Anzahl oder sogar deren Betriebsweise. Vorsichtige Berechnungen zeigen, dass in Deutschland circa 140 Millionen Euro nur für den Betrieb von Rührwerken aufgewendet werden. Die Rührqualität verschiedener Rührwerkstypen wurde im Forschungsprojekt Intensivmessprogramm Bioenergieforschungsplattform BW anhand der Nährstoffverteilung untersucht. Hierbei zeigte sich, dass die Nährstoffe im Fermenter ungleichmäßig verteilt waren, die Rührwerksart einen Einfluss auf deren Verteilung hat und der Stromverbrauch einen Anteil von < 50 % der eingesetzten Rührenergie beträgt. Darüber hinaus wurde ein theoretisches Einsparpotenzial von 50 % an elektrischer Energie bestimmt (Nägele et al. 2012). Für die Biogasproduktion bedeutet dies, dass beim Einsatz optimaler Rührtechnik circa 70 Millionen Euro beim Rühren eingespart werden können.

Bei Biogasanlagen zeichnet sich vor allem bei Rührwerken ein hoher Ersatz- und Modernisierungsaufwand ab. Die Rührwerkstechnik steht bei den Repowering-Maßnahmen aufgrund des hohen Effizienzsteigerungspotenzials oft an erster Stelle. Rührwerke oder deren Bauteile müssen in regelmäßigen Abständen verschleißbedingt erneuert oder ausgewechselt werden. Die Betreiber von Biogasanlagen stehen in den kommenden Jahren vor der Entscheidung, die bestehende Rührtechnik zu erneuern oder durch eine neuartige Technik zu ersetzen. Mit zunehmender biologischer Flexibilisierung von Biogasanlagen und der bedarfsbezogenen Produktion von Strom aus Biogas wird die Rührqualität noch weiter an Bedeutung gewinnen. Bei hoch belasteten Prozessen mit schwankender Fütterung bildet eine hohe Mischgüte die Basis, um Prozessstörungen zu verhindern.

Die Erforschung der Rührqualität in Biogasfermentern hat in den vergangenen Jahren erheblich an Bedeutung gewonnen und mehrere Forschergruppen arbeiten an diesem Themengebiet. Die Methoden zur Bestimmung der Rührqualität sind hierbei in den meisten Fällen Laboruntersuchungen, Computational Fluid Dynamics und Prozessmorphologie (Lomtscher et al. 2013, Mönch-Tegeder et al. 2014, Lomtscher et al. 2017a,b). Hierbei wird versucht die Substrateigenschaften im Labormaßstab nachzubilden oder zu simulieren und im Anschluss Rührqualität oder Mischgüte zu messen. Diese Verfah-

ren haben den Vorteil, dass sie kostengünstig sind, viele Wiederholungen durchgeführt werden können und das Ergebnis visualisiert und verständlich vorliegt. Eine große Herausforderung ist dennoch die Umsetzung dieser Ergebnisse in die Praxisanwendung, denn die Rührqualität lässt sich trotz allen wissenschaftlichen Fortschritts noch immer nicht eindeutig bemessen. Bislang gibt es nur wenig Arbeiten, welche die theoretischen Ansätze der Forschung in die Praxisanwendung übertragen. Die Forschungsbiogasanlage Unterer Lindenhof der Universität Hohenheim bietet einzigartige Möglichkeiten im Praxismaßstab und zugleich vollem Betrieb Untersuchungen durchzuführen.

Ziel dieses Beitrages ist es, den Stand der Praxisforschung zur Effizienzsteigerung bei Rührtechnik darzustellen, um Hinweise auf die Effizienzsteigerungspotenziale zu geben. Dazu werden die Ergebnisse aus Untersuchungen, welche sich durch verschiedene Methoden dem Thema genähert haben, dargestellt und mit Laboruntersuchungen verglichen und diskutiert.

2 Material und Methoden

Als Forschungsinstrument dient die Praxis-Forschungsbiogasanlage der Universität Hohenheim am Unteren Lindenhof (Lemmer et al. 2008). Diese ist speziell für Forschungsfragen im Praxismaßstab ausgelegt und bietet weltweit einzigartige Möglichkeiten zur Proben- und Messdatenaufnahme. Zur Erzeugung des Biogases werden 35 % Gülle und Festmist sowie 65 % Nachwachsende Rohstoffe eingesetzt. Die technische Ausstattung erlaubt Inputsubstrate mittels eines Querstromzerspanners aufzubereiten. Beide Fermenter können unabhängig voneinander betrieben werden und ermöglichen vergleichende Untersuchungen. Zur Bestimmung der Viskosität wurde ein Rohrviskosimeter (Mönch-Tegeder 2015) in die Pumpstrecke integriert. Hierdurch lässt sich dieser Substratparameter permanent erfassen.

Die Forschungsbiogasanlage Unterer Lindenhof ermöglicht als einzige Biogasanlage weltweit den Zugriff auf 12 verschiedene Messpunkte vom Dach des Fermenters aus in unterschiedliche Höhen im laufenden Betrieb (Abb. 1). Hierzu wurde ein eigenes Probennahmeverfahren zur Messung der Nährstoffverteilung entwickelt. Die Proben werden nach der Entnahme aufbereitet, schockgefroren gelagert und im eigenen Labor analysiert. Die Messpunkte über das Fermenterdach erlauben darüber hinaus noch die Verwendung weiterer Messtechnik, wie z.B. zur Erfassung der Strömungsgeschwindigkeit und den Einsatz einer Multipositionssensorik (Kielhorn et al. 2015).

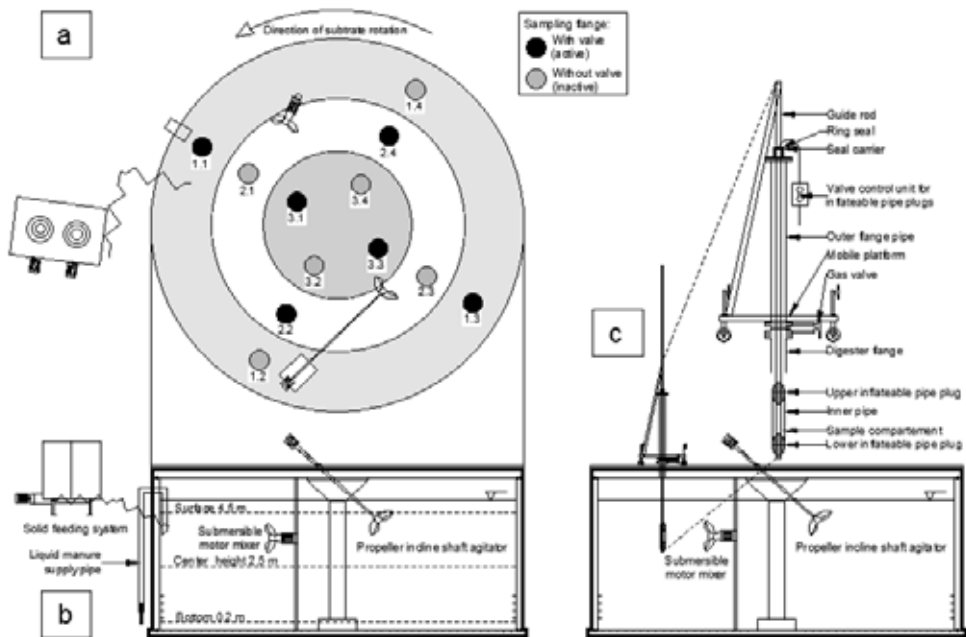


Abb. 1: Seitenansicht des Fermenter 1 mit Probennahmesystem [c] zur räumlichen differenzierten Probenahme von Gärsubstrat sowie Draufsicht [a] auf den Fermenter mit der Bezeichnung der Probennahmestellen

3 Ergebnisse und Diskussion

Lemmer et al. (2013) zeigten erstmals Ergebnisse zur Nährstoffverteilung an einem Praxisfermenter, welcher mit Gülle und nachwachsenden Rohstoffen besetzt wurde. Der Fokus dieser Untersuchungen lag dabei auf dem Einsatz verschiedener Rührwerkstypen (Tauchmotorrührwerk und Langachsührwerk) bei einer Raumbelastung von $2,2 \text{ kg oTS}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$. Die Rührwerke wurden einzeln sowie in Kombination bei einer Standardrührzeit untersucht. Die geringsten Essigsäuregehalte wurden beim Einsatz beider Rührwerke gemessen; sie deuten auf eine homogene Nährstoffverteilung im Fermenter hin, die zu einem besseren Abbau geführt hat. Die Betrachtung der Probennahmepositionen zeigt höhere Konzentrationen an Essigsäure im Bereich des Feststoffeintrages, während gegenüber des Feststoffeintrages geringere Konzentrationen gemessen wurden. Dies deutet auf eine höhere Nährstoffkonzentration im Bereich des Eintrages hin, die mit Verteilung durch die Rührwerke homogenisiert und abgebaut werden. Am Fermenterboden wurden die höchsten Konzentrationen an Essigsäure gemessen. Während an der Substratoberfläche die zweithöchsten Konzentrationen bestimmt wurden, konnten in der Mitte

des Fermenters die geringsten Werte gemessen werden. Diese Ergebnisse zeigen, dass in allen Bereichen des Fermenters Nährstoffe gemessen wurden, es jedoch auch Anzeichen für eine Schichtenbildung gibt. Abweichend von Laborstudien konnten in diesem Versuchsaufbau keine Totzonen oder gering durchmischte Zonen festgestellt werden. Die Autoren empfehlen den Einsatz beider Rührwerke, trotz des höheren Stromverbrauchs, da hierbei die beste Nährstoffverteilung erreicht wird und eine hohe Betriebssicherheit gewährleistet werden kann.

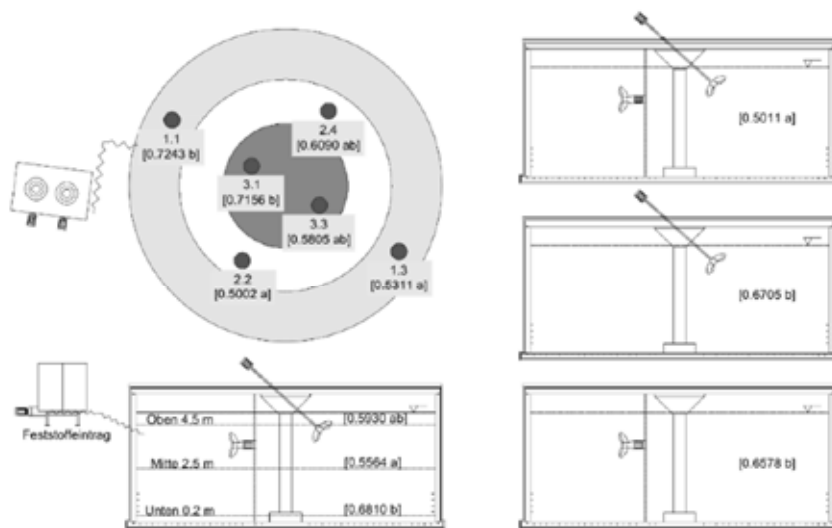


Abb. 2: Essigsäuregehalte in Abhängigkeit des Rührwerkeinsatzes, der Position und der Höhen im Praxisfermenter

In Anlehnung an die Versuche von Lemmer wurden Messungen bei verringerten Rührzeiten im oben genannten Versuchsaufbau durchgeführt (Kress et al. 2017). Ziel war es, den Einfluss verkürzter Rührzeiten auf die Nährstoffverteilung und den Stromverbrauch zu messen. Mit Verringerung der Rührzeiten sinkt der Stromverbrauch erheblich, wobei die Nährstoffverteilung keine Bildung schlecht durchmischter Zonen, auch bei sehr kurzen Rührzeiten, zeigte. Im Gegensatz zu den Untersuchungen von Lemmer et al. (2013) konnte kein Gradienteneffekt in den Ebenen gemessen werden. Vergleichbar waren die Ergebnisse im Bereich des Feststoffeintrages, bei welchem höhere Essigsäuregehalte gemessen wurden. Es konnte ein signifikanter Einfluss der Rührzeiten auf die Gasproduktion gemessen werden. Mit Verringerung der Rührzeiten von 10 auf 2 Minuten je 30 Minuten verringerte sich der Gasertrag um 16 %. Intensives Aufrühren nach jeder Versuchsphase zeigte einen höheren Gasertrag in den nur kurz gerührten Varianten. Dies deutet darauf hin, dass gebildetes Biogas im Substrat enthalten blieb und bei zu gerin-

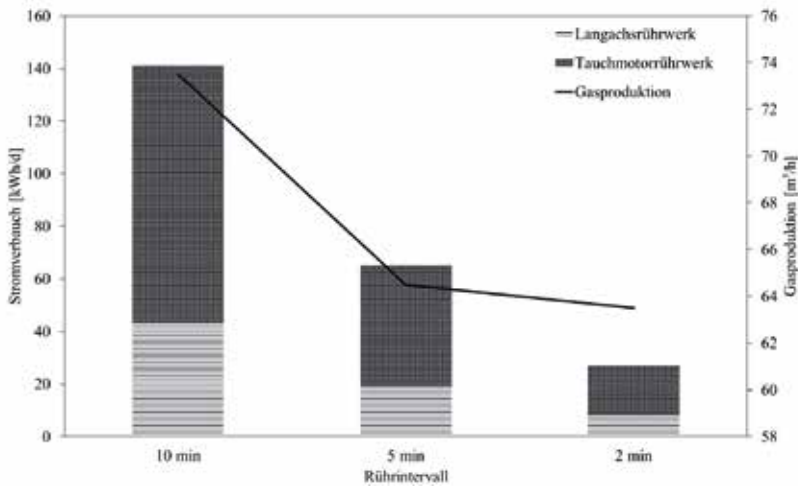


Abb. 3: Stromverbrauch sowie die daraus resultierende Gasproduktion bei verschiedenen Rührintervallen einer Kombination aus Tauchmotor- und Langachsührwerk im Biogasfermenter

ger Rührzeit nicht vollständig ausgerührt wurde. Die Autoren empfehlen eine Verringerung der Rührzeit als eine Maßnahme um Energie zu sparen. Sie weisen jedoch darauf hin, dass andere Effekte, wie geringerer Gasertrag und eventuell auftretende Sink- und Schwimmschichten die Folge sein können.

Nägele et al. (2014) untersuchten den Einfluss von Vorzerkleinerung faserreicher Inputstoffe auf die Partikelgrößenverteilung im Praxisfermenter und zeigten, dass im Durchschnitt $58,0 \pm 8,6$ % der Partikel in beiden Varianten feine Fraktionen mit einem Durchmesser von $< 0,063$ mm waren. Bei der unzerkleinerten Variante konnte ein höherer Gehalt (13,1 %) an Partikeln > 4 mm bestimmt werden. Die Messgröße „Verteilung des Volumens der Partikel“ zeigte eine ungleichmäßige Verteilung der Partikelgrößen im Biogasfermenter.

In neuesten Untersuchungen wurde die Strömungsgeschwindigkeit im Biogasfermenter mit aufbereitetem Inputsubstrat mittels eines magnetisch-induktiven Messverfahrens in einer Anfahrphase nach Reinigungsarbeiten ermittelt. Die Ergebnisse zeigen, dass mit steigender Trockensubstanz im Fermenter die Strömungsgeschwindigkeiten, vor allem an Positionen die kein Rührwerk direkt beeinflusst, deutlich abnehmen. In Abhängigkeit der Rührwerkstypen, Positionen und Höhen wurden verschiedene Geschwindigkeiten gemessen. Bei einem Teil dieser Versuche wurde die Strömungsgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Zeit nach Beendigung des Rührvorganges bei steigendem Trockensubstanzgehalt ermittelt (Abb. 4). Die Ergebnisse zeigen einen massiven Rückgang der Strömungsgeschwindigkeit mit zunehmendem Trockensubstanzgehalt. Dies bedeutet, dass nach dem Ende des Rührvorganges das Fermentersubstrat nur noch sehr kurz „nachläuft“ und sehr schnell zum Stillstand kommt. Dies deutet darauf hin, dass ohne aktives

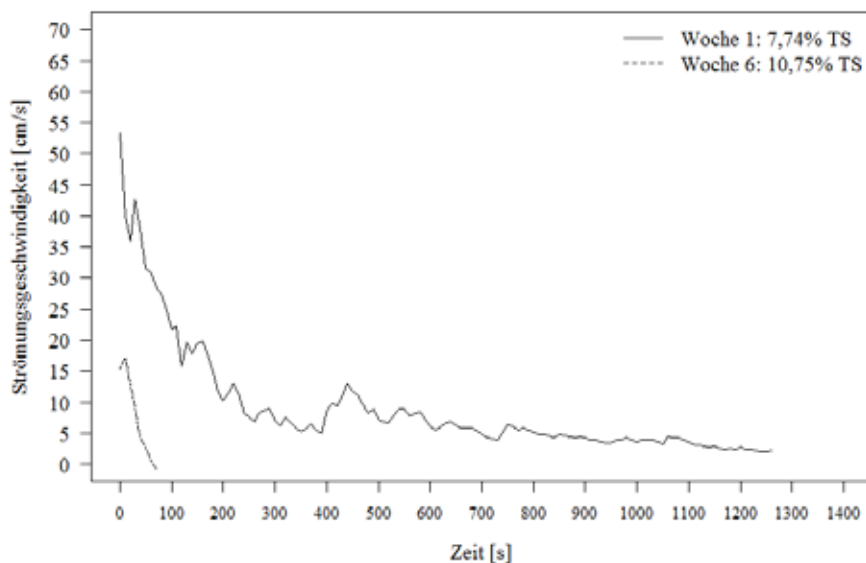


Abb. 4: Strömungsgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Zeit nach Beendigung des Rührvorganges bei ansteigendem Trockensubstanzgehalt (Position 1.1, Mitte)

Rühren bei sehr hohen Trockensubstanzgehalten das Substrat im Fermenter nicht mehr bewegt wird. Die Ergebnisse der Studien zur Nährstoffverteilung geben keinen Hinweis auf undurchmischte Zonen im Fermenter. Dies könnte zum einen vom Probenahmezeitpunkt direkt nach dem Rühren abhängen. Weiterführende Studien sollten die Nährstoffverteilung nach längeren Rührpausen untersuchen, da sich durch die Rührpausen vermutlich Entmischungseffekte einstellen.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Verknüpfung von Ergebnissen aus Laborversuchen und Praxisdaten ist ein wesentliches Mittel um die Effizienz der Rührwerke zukünftig zu verbessern. Bislang können die Ergebnisse aus dem Labor nicht direkt in die Praxisanwendung übertragen werden. Gründe hierfür sind die unterschiedlichen Maßstäbe, die abweichenden Substrateigenschaften der Laboranwendungen, Skaleneffekte sowie fehlende standardisierte und validierte Messmethoden in der Praxis. Die Methoden der Praxisforschung sind noch nicht vollständig ausgereift und bedürfen kontinuierlicher Verbesserung. Die bisher vorliegenden Ergebnisse deuten darauf hin, dass es große Unterschiede zwischen Labor- und Praxisanwendung gibt. Die Betreiber von Biogasanlagen müssen sich derzeit immer noch auf Ihre Erfahrung verlassen. Es gibt weiterhin noch keine verlässlichen Hilfsmittel

tel, welche bei der Auswahl und beim Betrieb der Rührwerke unterstützen können. Dennoch bieten die Rührwerke ein sehr großes Potenzial bei der Einsparung von elektrischer Energie durch die Erhöhung deren Effizienz. Neue Forschungsprojekte, welche sich intensiv mit Labor- und Praxismethoden beschäftigen, werden zukünftig dabei helfen die Effizienz deutlich zu erhöhen.

Literatur

- Kielhorn, E.; Sachse, S.; Mönch-Tegeder, M.; Nägele, H.-J.; Haelsig, C.; Oechsner, H.; Vonau, W.; Neubauer, P.; Junne, S. (2015): Multiposition Sensor Technology and Lance-Based Sampling for Improved Monitoring of the Liquid Phase in Biogas Processes. *Energy and Fuels*, 29(7), pp. 4038–4045
- Kissel, R.; Kliche, R.; Streicher, G.; Effenberger, M. (2014): Empfehlungen für die Auswahl von Rührwerken für Gärbehälter und Gärrestlager. In: *Biogas Forum Bayern Nr. IV – 10/2014* (2. Auflage), Hrsg. ALB Bayern e.V. http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Empfehlungen_fur_die_Auswahl_von_Ruhrwerken_fur_Garbehalter_und_Garrestlager_2_Auflage.pdf, Zugriff am 01.07.2017
- Kress, P.; Nägele, H.-J.; Oechsner, H.; Ruile, S. (2017): Effect of agitation time on nutrient distribution in full-scale CSTR biogas digesters. *Bioresour.* Manuscript submitted for publication
- Lemmer, A.; Bekker, M.; Oechsner, H.; Jungbluth, T. (2008): Forschungsbiogasanlage „Unterer Lindenhof“. *Landtechnik*, 63(2), S. 80–81
- Lemmer, A.; Naegele, H.; Sondermann, J. (2013): How efficient are agitators in biogas digesters? Determination of the efficiency of submersible motor mixers and incline agitators by measuring nutrient distribution in full-scale agricultural biogas digesters. *Energies*, 6, pp. 6255–6273
- Lomtscher, A.; Jobst, K.; Deutschmann, A.; Rostalski, K. (2013): Prozess-Tomographie als Voraussetzung zur Qualifizierung von Strömungsmodellen für Mischprozesse in Biogasreaktoren. *Chemie Ingenieur Technik*, 85(9), S. 1429–1430
- Lomtscher, A.; Jobst, K.; Fogel, S.; Rostalski, K.; Stempin, S.; Kraume, M. (2017a): Scale-up of mixing processes of highly concentrated suspensions using electrical resistance tomography. *Flow Meas. Instrum.* 53, pp. 56–66
- Lomtscher, A.; Jobst, K.; Kraume, M. (2017b): Fibers and Particles in Stirred Systems: Influence on the Flow Velocities. *Chem Ing Tech.* 89, pp. 424–431
- Mönch-Tegeder, M.; Lemmer, A.; Jungbluth, T.; Oechsner, H. (2014): Effects of full-scale substrate pretreatment with a cross-flow grinder on biogas production. *Agricultural Engineering International: CIGR Journal*, 16, pp. 138–147
- Mönch-Tegeder, M.; Lemmer, A.; Hinrichs, J.; Oechsner, H. (2015): Development of an in-line process viscometer for the full-scale biogas process. *Bioresour. Technol.* 178, pp. 278–284
- Nägele, H.; Lemmer, A.; Oechsner, H.; Jungbluth, T. (2012): Electric energy consumption of the full scale research biogas plant “unterer lindenhof”: Results of longterm and full detail measurements. *Energies*, 5, pp. 5198–5214
- Nägele, H.-J.; Mönch-Tegeder, M.; Haag, N.L.; Oechsner, H. (2014): Effect of substrate pretreatment on particle size distribution in a full-scale research biogas plant. *Bioresour. Technol.* 172, pp. 396–402

Anlagentechnik und Prozessbiologie bei Vergärung hoher Anteile von Klee gras bzw. Grünlandaufwuchs

RAINER KISSEL, MATHIAS EFFENBERGER

1 Ausgangssituation

Der Einsatz hoher Anteile an Grünlandaufwuchs oder Ackergräsern in Biogasanlagen gilt im Allgemeinen als problematisch. Als Ursachen werden die für eine Vergärung ungünstigen hohen Stickstoffgehalte sowie der hohe Faseranteil des Substrats angeführt. Der höhere logistische Aufwand zur Bergung des Ernteguts macht die Grassilage als Biogas substrat nicht attraktiver. Für Betriebe in Grünlandregionen oder für Biobetriebe ist der Einsatz von Grassilage bzw. Klee gras als Haupteinsatzstoff in Biogasanlagen dennoch eine interessante Option. Untersuchungen der LfL in Bayern haben ergeben, dass durch den Rückgang der Rinderbestände ein Teil der Dauergrünlandfläche nicht mehr für die Tierernährung benötigt wird (LfL 2011). Zur Erhaltung und Pflege der betroffenen Flächen bietet die energetische Nutzung eine sinnvolle Alternative. Dabei müssten nicht alle Landwirte, die Grünlandflächen bewirtschaften, zwangsläufig eine Biogasanlage betreiben. Flächenbesitzer können auch als Lieferanten fungieren und dadurch ein Ersatz ein kommen generieren, ohne zusätzlich investieren zu müssen. Im Fall von Biobetrieben, deren Flächen normalerweise durch die Einarbeitung eines Leguminosenbestands – in der Regel Klee gras – mit Stickstoff versorgt werden, wird durch den Zwischenschritt der Vergärung die N-Effizienz der Fruchtfolge deutlich erhöht (Möller und Stinner 2009).

2 Problematik

Wenn Grassilage als Haupteinsatzstoff in einer Biogasanlage eingesetzt werden soll, müssen mehrere prozessbiologische und anlagentechnische Aspekte beachtet werden. Für die bei der Planung der Anlage durchgeführte Kalkulation der Wirtschaftlichkeit ist es außerdem von zentraler Bedeutung, mit welchen Auslastungsgraden zu rechnen ist. Hinsichtlich der Leistungsfähigkeit und Prozessstabilität von Biogasanlagen mit hohen Anteilen an Grasbiomasse gab es bislang nur begrenzte Kenntnisse.

3 Lösungsansatz: Anlagenmonitoring

Aufgrund der beschriebenen Problematik wurde am Institut für Landtechnik und Tierhaltung der LfL in Freising beschlossen, im Rahmen eines Anlagenmonitorings fünf geeignete Biogasbetriebe wissenschaftlich zu begleiten. Für die Auswahl kamen nur Betriebe in Frage, deren Anteil an Gras- oder Klee grassilage an der Gesamtmasse der pflanzlichen Einsatzstoffe mindestens 60 % betrug. Dort wurden über einen Zeitraum von rund zweieinhalb Jahren umfangreiche Daten aufgenommen, um die technische Funktions-sicherheit, die Stabilität des Gärprozesses und die Energieeffizienz der Biogasproduktion und -verwertung beurteilen zu können.

4 Durchführung des Anlagenmonitorings

Nur wenige der zunächst infrage kommenden 15 Biogasanlagen konnten dem Auswahlkriterium bezüglich der Substratzusammensetzung noch entsprechen, da der ursprünglich hohe Anteil an Gras häufig drastisch reduziert wurde, nachdem er als Auslöser für technische Probleme identifiziert wurde. In Tabelle 1 sind die Stammdaten und die durchschnittliche Zusammensetzung der Futtermischung der fünf Betriebe dargestellt, die schließlich in das Programm aufgenommen werden konnten.

Tab. 1: Stammdaten und Substratzusammensetzung der Grünland-Biogasanlagen

Betriebskennung	Einheit	1	2	3	4	5
BHKW – elektrische Nennleistung	kW	265 (+ 530) ¹⁾	250	147	100	625
Gärraum-Nutzvolumen	m ³	2.400	1.200	1.800	1.540	4.800
Gärtemperatur	°C	45/48	43	50/52	42	40
Grassilage ²⁾	%	56	63	26	53	40
Maissilage ²⁾	%	6	3	15	3	19
Rindergülle ²⁾	%		33	59	44	31
Rindermist ²⁾	%	18				6
Geflügelmist ²⁾	%	17				

¹⁾ BHKW zur flexiblen Einspeisung. ²⁾ Anteil bezogen auf die Frischmasse.

Drei der ausgewählten Betriebe lagen in klassischen Grünlandregionen (Tab. 1: Nr. 3 und 4 im Allgäu, Nr. 5 im Bayerischen Wald). Die übrigen beiden Betriebe waren Biobetriebe mit überwiegend Klee grasseseinsatz. Das Erntegut wurde vor dem Einsilieren gehäckselt, nur in einem Fall (Nr. 4) musste wegen der steilen Hanglagen mit dem Ladewagen geerntet werden. Mit installierten elektrischen Leistungen zwischen 100 und 625 kW wiesen die Anlagen ein weites Spektrum auf.

4.1 Beurteilung: Anlagenkonzept und technische Ausstattung

In zwei der fünf untersuchten Biogasanlagen (Tab. 1: Nr. 1 und 2) wurden vergleichsweise anspruchsvolle Substratmischungen eingesetzt. In beiden Fällen wurde aufgrund der Kombination von Klee gras mit festen bzw. flüssigen Wirtschaftsdüngern bei der Planung besondere Sorgfalt auf die Auswahl und die Dimensionierung der technischen Komponenten gelegt. Dem Problembereich Substrateinbringung konnte hier durch groß dimensionierte Einbringschnecken (\varnothing 800 mm) erfolgreich begegnet werden, sodass innerhalb des Untersuchungszeitraums keine durch das Häckselgut verursachten Schneckenbrüche auftraten. Einer der zwei trichterförmigen Annahmehunker mit Eintragschnecken war kombiniert mit einem Abschiebewagen, um das Fassungsvermögen von 13 auf 40 m³ zu erweitern. Auch dort wurden keine technischen Probleme festgestellt. Die baugleichen Behälter der ersten Vergärungsstufen wurden an beiden Anlagen mit horizontal angeordneten Paddelrührwerken durchmischt. Da in einem Fall aufgrund fehlender flüssiger Substrate von vornherein mit hohen TS-Gehalten im Fermenter zu rechnen war, wurde dieser mit zwei solchen Rührwerken ausgestattet. Durch diese Kombination konnte der Fermenterinhalt, dessen Trockensubstanzgehalt mit durchschnittlich über 17 % außerordentlich hoch lag, effektiv durchmischt werden. Im zweiten Fall betrug der Anteil an flüssigem Wirtschaftsdünger knapp 33 %, wodurch der TS-Gehalt im Fermenter mit durchschnittlich 11 % weitaus geringer ausfiel. Hier reichte ein horizontales Paddel-Rührgerät aus. Für den Substrataustausch zwischen den einzelnen Vergärungsstufen wurden Exzentrerschneckenpumpen verwendet, wobei die Nennweite der Gülleleitungen mindestens 250 mm betrug. Über normale Verschleißerscheinungen hinaus wurden hier keine Auffälligkeiten festgestellt.

Auch bei Anlage 3 (Tab. 1) traten keine Probleme auf. Dort wurde die Technik vor keine großen Herausforderungen gestellt, da der Anteil an flüssigem Wirtschaftsdünger fast 60 % betrug und mit 12,5 m³ pro kW installierte elektrische Leistung sehr viel Gärraum zur Verfügung stand. Zudem musste in den Wintermonaten aufgrund mangelnder Verfügbarkeit der Grasanteil drastisch reduziert und durch Maissilage ersetzt werden. Entsprechend wurden keine Störungen an den eingesetzten Stabmixern, Tauchmotorrührwerken oder an der Eintragspumpe festgestellt.

In den übrigen beiden Betrieben traten dagegen erhebliche technische Probleme auf, die im Wesentlichen durch zwei entscheidende Faktoren hervorgerufen wurden: technische Ausstattung und Substrateigenschaften. In der ersten der beiden problematischen Anlagen (Tab. 1: Nr. 4) wurde neben angelieferter Milchviehgülle mit einem Anteil von 43 % ungehäckselte Grassilage eingesetzt. Am Führungsrohr der Einpressschnecke waren Abriebschäden zu verzeichnen, die in Kombination mit Korrosion durch die vom langfaserigen Material verursachte erhöhte Reibung verursacht wurden. Eine häufig auftretende teilweise massive Schwimmdecke konnte zunächst auch mit großem Rührauf-

wand nicht vollständig beseitigt werden. Hinzu kam eine Sedimentschicht, die nach acht Jahren Betriebszeit ca. ein Drittel des vorhandenen Fermenterraums (770 m³) einnahm. Durch das verringerte Gärvolumen wurde die Gärbiologie überlastet und der Behälter musste entleert und gereinigt werden. Im Zuge der Reinigung wurde das in Kombination mit einem Stabmixer eingesetzte Langachsührwerk durch ein vertikales Paddelührwerk ersetzt, wodurch der Durchmischungseffekt erheblich verbessert und gleichzeitig der Energieaufwand deutlich reduziert werden konnte. Da die Anlage über keine Pumpe verfügte und der Fermenterinhalt durch ein Überlaufsystem in den gleich großen Nachgärbehälter gelangte, musste zur Leerung viel Zeit und Mühe investiert werden, da das gesamte Fermenter material per Vakuumfass zur Zwischenlagerung in die zweite Stufe und anschließend wieder zurück transportiert werden musste.

Auch in der letzten und größten der untersuchten Anlagen wurden technische Schwächen festgestellt (Tab. 1: Nr. 5). Zur Beheizung der Fermenter musste hier das Material durch einen externen Wärmetauscher gepumpt werden. Durch den von Grassilage verursachten hohen Reibwiderstand wurde die Pumpe stark beansprucht und deshalb überdurchschnittlich stark verschlissen. In den Phasen, in denen repariert werden musste, konnten die Gärbehälter nicht beheizt werden, wodurch es wiederholt zum Absinken der Gärtemperatur kam. Für die Durchmischung der beiden Fermenter wurden je ein Stabmixer und ein Langachsührwerk eingesetzt. Die zunächst verwendeten Langachsührwerke mit 5,5 kW Leistung erwiesen sich als zu schwach. Erst ein Tausch gegen stärkere Rührwerke (11 kW) der gleichen Bauart erbrachte den gewünschten Durchmischungseffekt. Weitaus größere Probleme wurden hier jedoch durch die Substratqualität verursacht. Innerhalb des Untersuchungszeitraums von gut zwei Jahren wurden aufgrund von Störstoffen im angelieferten Material vier Schneckenbrüche und ebenso viele Schäden an der Drehkolbenpumpe verzeichnet. Kurz vor Beginn des Monitorings wurde die Anlage um ein Satelliten-BHKW (265 kW) erweitert, um ein unmittelbar angrenzendes Wohngebiet mit Wärmeenergie zu versorgen und somit den Wärmenutzungsgrad zu erhöhen. Dies führte dazu, dass die bislang im Umkreis von 34 km beernteten Grünlandflächen nicht mehr ausreichten, um die Motoren auslasten zu können. Dieser Mangel an Substrat konnte durch die überregionale Beschaffung von Maissilage in unregelmäßigen Abständen nicht dauerhaft kompensiert werden, sodass der Auslastungsgrad der Motoren über den Untersuchungszeitraum hinweg stark schwankte und tendenziell abnahm.

4.2 Prozessstabilität

In lediglich zwei der fünf untersuchten Anlagen (Tab. 1: Nr. 3 und 5) gab es keine Anzeichen für instabile biologische Verhältnisse. Diese waren auch die Anlagen, welche den größten Anteil von Maissilage einsetzten (15 bzw. 19 %) und innerhalb des gesamten Untersuchungszeitraums zu keiner Zeit die Richtwerte für die wichtigsten Prozessindika-

toren überschritten. Lediglich Rohstoffmangel und die im Fall von Anlage 5 (siehe 4.1) beschriebenen Umstände führten dazu, dass die Motoren der beiden Betriebe nicht vollständig ausgelastet werden konnten (Abb. 4: 76 bzw. 70 % Arbeitsausnutzung). In beiden Betrieben wurden keine Gärhilfsstoffe eingesetzt.

Dagegen wiesen die in technischer Hinsicht ausgezeichnet funktionierenden Anlagen 1 und 2 häufig Überschreitungen der Warnwerte für Ammoniak und den Gehalt an flüchtigen Fettsäuren auf. Diese Parameter geben zuverlässige Hinweise auf die biologischen Verhältnisse in der Gärstrecke. Werden in den Fermenterproben Werte von 600 mg/l Ammoniak oder mehr gefunden, kann dies den biologischen Abbauprozess hemmen. Als Prozessindikatoren können die Konzentrationen an Essigsäure, Propionsäure und gesamten flüchtigen Fettsäuren von Gärgemischproben aus dem Hauptfermenter ausgewertet werden. Liegt der Gesamtgehalt an flüchtigen Fettsäuren höher als 4.000 mg/l, steigt der Gehalt von Propionsäure auf mehr als 1.000 mg/l an oder übertrifft dieser den Gehalt an Essigsäure deutlich, kann dies als Hinweis auf eine drohende Destabilisierung des Gärprozesses gewertet werden (Effenberger und Lebuhn 2008; Effenberger et al. 2011).

Alle 29 der in monatlichen Abständen gezogenen Proben von Anlage 1 überschritten den oben genannten Warnwert für Ammoniak teilweise deutlich. Naheliegend ist die Vermutung, dass dafür die stickstoffreichen Einsatzstoffe (Klee gras und Geflügelmist) ursächlich waren. Dass dennoch in nur zehn Fällen gleichzeitig erhöhte Säuregehalte gefunden wurden, dürfte einer gut angepassten Biologie zu verdanken sein (Abb. 1). Ob

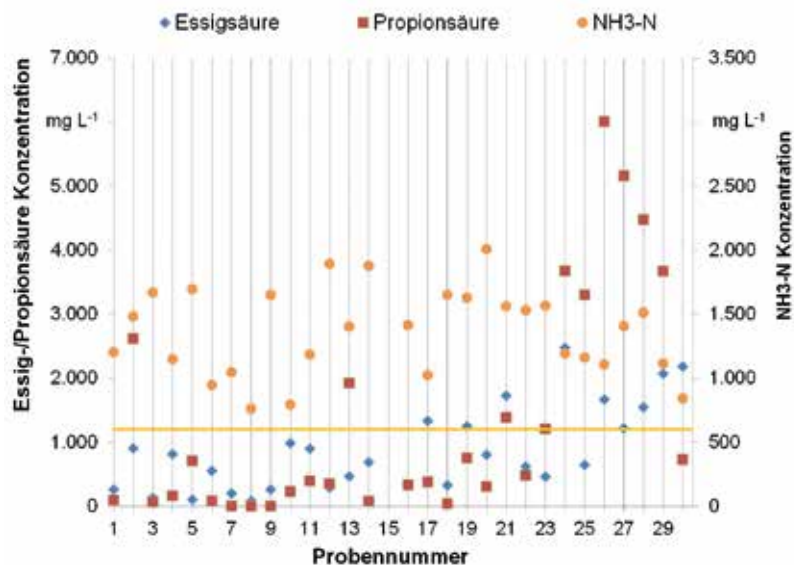


Abb. 1: Essig- und Propionsäuregehalte sowie Ammoniakkonzentrationen in den Proben der ersten Vergärungsstufe von Anlage 1; gelbe Linie: Richtwert für Hemmwirkung durch Ammoniak

die eingesetzten Gärhilfsstoffe dabei eine Rolle gespielt haben, kann durch die vorliegenden Daten nicht belegt werden. Erhöhte Säuregehalte traten immer dann auf, wenn die Fütterung umgestellt wurde oder über mehr als drei Monate ausschließlich Klee grassilage und Festmist gefüttert wurden.

Im Gegensatz dazu wurde von Anlage 2, die zwar hohe Anteile von Klee gras, jedoch keinen Geflügelmist und auch keine Gärhilfsstoffe einsetzte, der Ammoniakwarnwert nur einmal überschritten. Dennoch lagen die Säuregehalte in zwei Drittel der Proben z.T. alarmierend hoch. Hierbei wurde festgestellt, dass Propionsäure abgebaut wurde, wenn ein Teil der Klee grassilage durch Mais (10 % der Frischmasse) ersetzt wurde. Beim alleinigen Einsatz von Klee gras in Kombination mit Gülle kam es hingegen nach ca. sechs Monaten zu einem übermäßigen Anstieg der Prozessindikatoren. Wurde Klee gras teilweise durch Getreide statt durch Mais ersetzt, hatte das einen noch stärkeren Anstieg der Propionsäurekonzentration im Hauptfermenter zur Folge (Abb. 2).

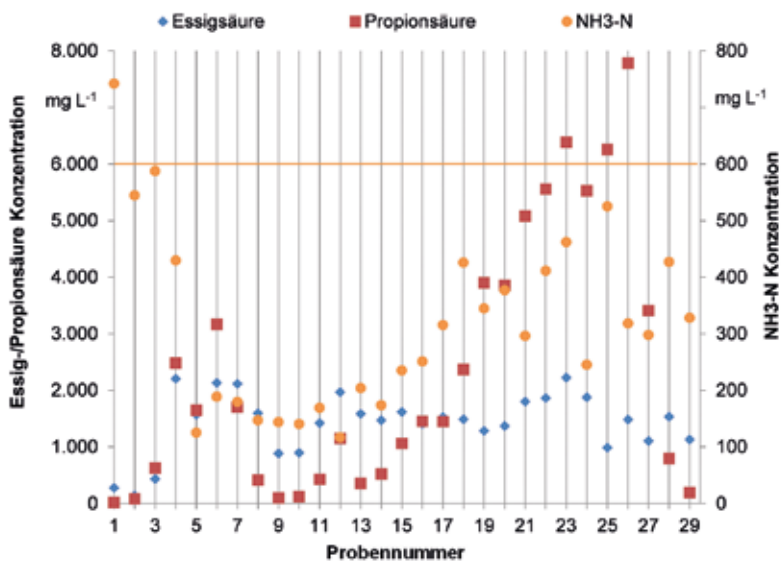


Abb. 2: Essig- und Propionsäuregehalte sowie Ammoniakkonzentrationen in den Proben der ersten Vergärungsstufe von Anlage 2; gelbe Linie: Richtwert für Hemmwirkung durch Ammoniak

In beiden Anlagen stand für eine vollständige Auslastung der BHKW nicht immer ausreichend Biogas zur Verfügung. Dass die Gesamtarbeitsausnutzung der installierten elektrischen Leistung in beiden Fällen dennoch ca. 90 % betrug (Abb. 4) ist angesichts der schwierigen gärbioologischen Verhältnisse ein überraschend positives Ergebnis und rechtfertigt den hohen Betreuungsaufwand, der hier betrieben werden musste.

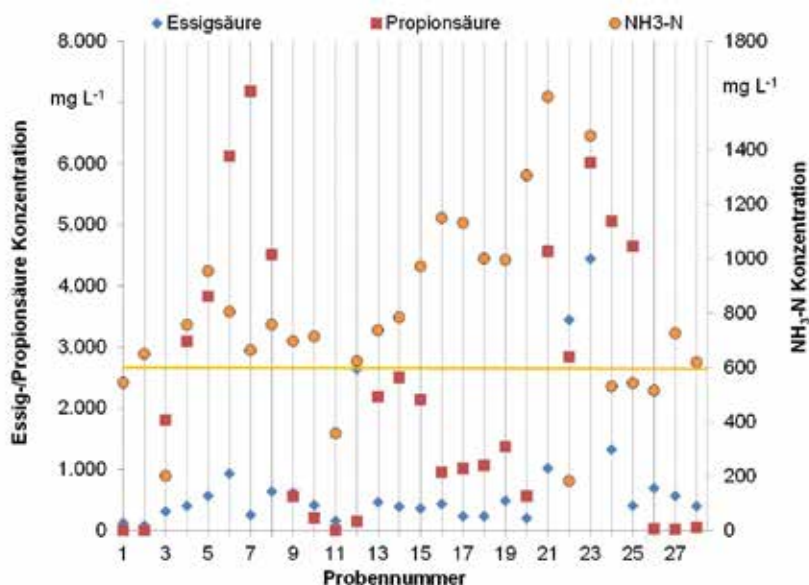


Abb. 3: Essig- und Propionsäuregehalte sowie Ammoniakkonzentrationen in den Proben der ersten Vergärungsstufe von Anlage 4; gelbe Linie: Richtwert für Hemmwirkung durch Ammoniak

In den Fermenterproben von Anlage 4 lag der Ammoniakgehalt in beinahe allen Fällen über dem Richtwert. Dieser Umstand in Verbindung mit den bereits besprochenen technischen Problemen dürften die Ursache für die instabilen biologischen Verhältnisse in der ersten Hälfte der Untersuchung gewesen sein. Die Reduzierung des Gärraums durch Sediment führte zur Überlastung. Die dadurch hervorgerufene Prozessdepression wurde durch hohe Propionsäuregehalte signalisiert, die in dieser Phase bis zu 7 g/l betragen. Die Substratzugabe musste drastisch reduziert werden, um eine weitere Destabilisierung des Gärprozesses zu verhindern. Die zweite Prozessstörung gegen Ende der Untersuchung war vermutlich auf den langen Zeitraum zurückzuführen, in dem ausschließlich Gülle und langfaseriges Substrat mit minderwertiger Silagequalität eingesetzt wurde. Über einen Zeitraum von vier Monaten wurden Propionsäuregehalte zwischen 4 und 6 g/l festgestellt und auch hier wurde die Futtermenge deutlich reduziert. Erst nachdem die Propionsäure abgebaut war, konnte die bedarfsorientierte Fütterung wieder aufgenommen werden, wobei ein Teil der Grassilage durch Mais ersetzt wurde (zunächst 25 %, später noch 8 %). In der Folge zeigten die Prozessindikatoren bis zum Ende des Beobachtungszeitraums keine Überlastungserscheinungen mehr an (Abb. 3). Aufgrund der dargestellten Probleme konnte das BHKW allerdings nur zu rund 60 % ausgelastet werden (Abb. 4).

4.3 Anlagenleistung

Um die von den Grünlandanlagen über den Untersuchungszeitraum erreichten Auslastungsgrade der BHKW einordnen zu können, sind diese in Abb. 4 den Ergebnissen der Biogas-Pilotbetriebe aus 2012 mit überwiegend stärkebetonter Futtermischung gegenübergestellt. Die Auslastungsgrade der Grünlandanlagen fielen deutlich niedriger aus als die der Anlagen aus dem früheren Biogas-Monitoring (Ebertseder et al. 2011). Für einen kontinuierlichen Volllastbetrieb der Maschinen konnte aus verschiedenen Gründen nicht genügend Biogas produziert werden.

Für diesen Umstand wurden im Wesentlichen drei Ursachen ausgemacht: Mangelnde Substratverfügbarkeit (Anlagen 3 und 5), ungeeignete technische Komponenten (Anlagen 4 und 5) und die chemisch-physikalischen Eigenschaften der eingesetzten Grasbiomasse (Anlagen 1, 2 und 4). Wurde besonders stickstoffreiche (Klee gras), ungehäckselte oder verschimmelte Grasbiomasse eingesetzt, stieg das Risiko von Prozessstörungen, auch wenn zusätzlich mehr als 30 % Wirtschaftsdünger verarbeitet wurden. Wurden Wirtschaftsdünger ausschließlich mit Grassilage kombiniert, konnten stabile Bedingungen für maximal neun Monate aufrechterhalten werden. Hingegen genügte ein Maisanteil zwischen 8 und 12 % bezogen auf die gesamte eingesetzte Frischmasse, um den Gärprozess zu stabilisieren bzw. dauerhaft aufrecht zu erhalten. Der Effekt durch den Einsatz von Gärhilfsstoffen, welche Spurenelemente enthalten und gleichzeitig Ammoniumstickstoff binden können, wurde von den Anlagenbetreibern positiv bewertet, konnte aber statistisch nicht erhoben werden. Dass ein hoher Grasanteil zwangsläufig auch einen höheren Strombedarf der Biogasanlage nach sich zieht, konnte nicht bestätigt werden. Dass zwei Anlagen einen überdurchschnittlich hohen Eigenstrombedarfsanteil aufwiesen (14 bzw. 17 %), lag lediglich an der niedrigen absoluten Stromproduktion. Die drei übrigen Betriebe lagen mit knapp 7 % Eigenstrombedarfsanteil auf normalem Niveau.

Im Vergleich mit herkömmlich betriebenen Anlagen schnitten die Grünlandanlagen auf den ersten Blick relativ schlecht ab. Die Ursachen für das schlechtere Abschneiden konnten in dem Projekt erhoben werden. In der Regel sind diese relativ einfach zu beheben. Zur Beseitigung der Probleme sind folgende Maßnahmen erfolgversprechend: Steigerung der Substratverfügbarkeit in den Anlagen 3 und 5. Verbesserung der Silagequalität und Austausch von ca. 5 % der Grassilage durch Maissilage in Anlage 4. Sicherstellung der raschen Beseitigung technischer Probleme in Anlage 5. Die Pfeile in Abbildung 4 entsprechen einer Abschätzung, wie stark das Leistungsniveau der jeweiligen Anlage angehoben werden kann, wenn diese Maßnahmen getroffen werden,

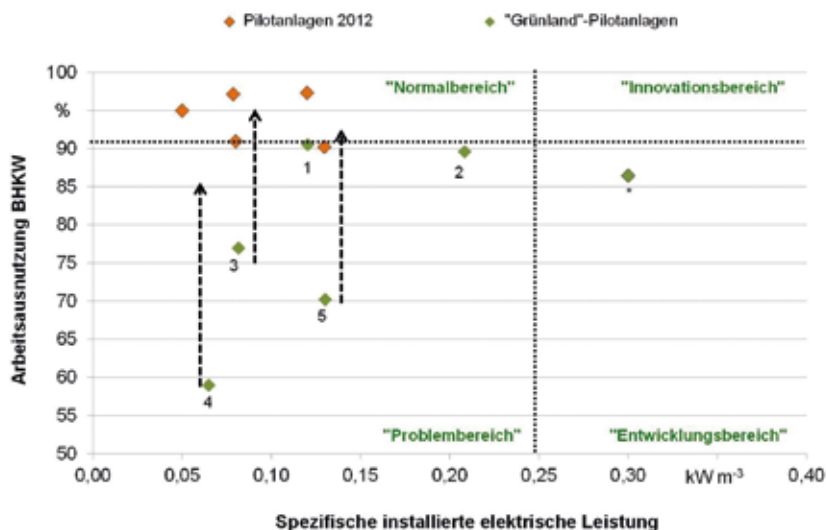


Abb. 4: Mittlere elektrische Arbeitsausnutzung aufgetragen gegen die spezifische installierte elektrische Leistung für die „Grünland“-Pilotanlagen im Vergleich zu sechs Pilotanlagen aus dem Monitoring von 2010 bis 2012 mit Einsatz von überwiegend Stärke betonten Energiepflanzen sowie Abschätzung des Steigerungspotenzials (Pfeil); (* Klee grasanteil = 75 %)

4 Fazit

Die Vergärung von überwiegend Grünlandaufwuchs verlief nicht immer ohne Schwierigkeiten, die sich jedoch durch die gewonnenen Erkenntnisse künftig weitgehend vermeiden lassen. Bei der Planung und beim Betrieb von Biogasanlagen mit überwiegend Grassilageinsatz sollten folgende Punkte beachtet werden:

- Eintragungsschnecken von Feststoffdosierern sollten einen Durchmesser von mindestens 700 mm aufweisen. Dies gilt insbesondere, wenn langfaseriges Substrat (z.B. Ladewagen gras) verwendet werden soll.
- In der ersten Vergärungsstufe sollten zwei Rührwerke installiert werden, eines davon sollte vorzugsweise als Paddelrührwerk ausgeführt sein. Wird Ladewagen gras oder nur wenig flüssiger Wirtschaftsdünger (unter 15 %) eingesetzt, ist ein Paddelrührwerk unumgänglich.
- Zur flexiblen Bereitstellung von Biogas ist Grassilage ungeeignet.
- Im Abstand von höchstens zwei Wochen sollten Ammoniumgehalt und Säurespektrum in einer Probe aus dem Hauptgärbehälter analysiert werden.
- Laut Betreiberangaben kann bei Überschreiten der genannten Prozessindikatoren der Einsatz eines Gärhilfsstoffes hilfreich sein.

- Den Ergebnissen des Monitorings zufolge ist der ausschließliche Einsatz von Graspilage, auch in Kombination mit Wirtschaftsdünger, über einen Zeitraum von mehr als acht Monaten nicht ratsam.
- Bereits bei einem auf die Frischmasse bezogenen Maisanteil von weniger als 9 % kann sich ein beeinträchtigter Grasvergärungsprozess wieder stabilisieren.
- Auch bei funktionierender Anlagentechnik und guter Prozessführung muss bei einem hohen Anteil von Grasbiomasse mit einem tendenziell niedrigeren elektrischen Auslastungsgrad gerechnet werden, als bei der Vergärung von überwiegend Stärkebasierten Energiepflanzen.
- Gräserreiche Substratmischungen bedingen einen erhöhten Betreuungsaufwand durch den Betriebsleiter.

Literatur

Ebertseder, F.; Kissel, R.; Lehner, A.; Gracia, E.; Bachmeier, H.; Effenberger, M. (2012): Monitoring und Dokumentation von Praxis-Biogasanlagen. LfL-Schriftenreihe, Band 8

Effenberger, M.; Lebuhn, M. (2008): Biologie der Methangärung - die Belastungsgrenzen erkennen. Mais 2, mais special, S. 4-7

Effenberger, M.; Andrade, D.; Bachmaier, H.; Lebuhn, M.; Marín-Peréz, C. (2011): Verfahrenstechnik der Grasvergärung: Technik, Gärprozess, Klimabilanz. In: Tagungsband zur 20. Biogas Jahrestagung und Fachmesse, 11.01.-13.01.2011, Nürnberg, Fachverband Biogas e.V. (Hrsg), S. 29-38

LfL (2011): Nutzung von Grünland zur Biogaserzeugung - Machbarkeitsstudie. LfL-Schriftenreihe, Band 4, S. 18-19

Möller, K.; Stinner, W. (2009): Effects of different manuring systems with and without biogas digestion on soil mineral nitrogen content and on gaseous nitrogen losses (ammonia, nitrous oxides). European Journal of Agronomy 30(1), pp. 1-16

Bienen und Wildtiere fördern durch mehrjährige Biogas-Wildpflanzenmischungen

MARTIN DEGENBECK, KORNELIA MARZINI

1 Massiver Artenrückgang auf dem Acker

Zahlreiche faunistische Untersuchungen belegen die massiven Bestandseinbrüche von Insekten und Feldvögeln in der ackerbaulich geprägten Agrarlandschaft. Ein wesentlicher Grund dafür ist der Strukturverlust in der Agrarlandschaft, vor allem das Fehlen von Blütenpflanzen. Gerade im Sommer besteht für Honigbienen und andere Insekten eine gravierende Trachtlücke. Was kann der Biogas-Landwirt dagegen tun?

2 Lösungsansatz: Biogas-Wildpflanzenmischungen

Seit 2008 entwickelt die Bayerische Landesanstalt für Weinbau und Gartenbau (LWG) mit einigen Partnern mehrjährige artenreiche Wildpflanzenmischungen zur Biogasproduktion (WPM), von 2008 bis 2015 im Auftrag des BMEL auf Bundesebene (Projektträger FNR, siehe www.fnr.de) und seit 2011 im Auftrag des BayStMELF in Bayern im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte. Ziel ist dabei ein Kompromiss aus Ökologie und Ökonomie: Lebensräume auf Ackerflächen schaffen und gleichzeitig Biogassubstrat mit passablen Erträgen produzieren (Degenbeck 2015).



Abb. 1 und 2: Veitshöchheimer Hanf-Mix im 1. (links) und 2. Standjahr (rechts), produktiv, optisch attraktiv und wichtiger Lebensraum (© Kornelia Marzini)



Abb. 3 und 4: Wildpflanzenmischungen bieten vielen Insekten Nektar und Pollen
(© Werner Kuhn, Kornelia Marzini)

3 Ergebnisse

Faunistische Begleituntersuchungen konnten die positiven Auswirkungen auf Insekten und Spinnen, Feldvögel und andere Wildtierarten eindeutig belegen. Sie bieten ihnen auch Nahrung und Deckung im Winter. Neuere Untersuchungen befassen sich speziell mit der Förderung der Honigbiene im Spätsommer bis Herbst, um die Winterstabilität der Bienenvölker zu verbessern (Projekt „Winterbiene“).

Interessant ist, dass die Erträge im Laufe der Standjahre dabei regelmäßig steigen. Allerdings ist allein mit heimischen Staudenarten das Ertragspotential limitiert, es wurden im Mittel Methanhektarerträge von 38-50 % im Vergleich zum Mais erzielt. Zudem war die Artenvielfalt ab dem 3. Standjahr nicht zufriedenstellend. Die mehrjährigen verwurzelten Bestände haben gerade in sehr trockenen Jahren, wie 2013 und 2015, Vorteile gegenüber einer einjährigen Kultur wie Mais (siehe Abb. 5).

Die aktuelle Praxismischung „Veitshöchheimer Hanf-Mix“, bislang im Test auf knapp 100 ha, bietet mehr Artenvielfalt, auch in späteren Standjahren. Tests mit ertragsoptimierten Präriemischungen sind angelaufen (Vollrath & Marzini 2016).

Landwirtschaft und Naturschutz sind kein Widerspruch; der Landwirt kann auf einer Fläche Biogassubstrat produzieren und Lebensräume auf dem Acker schaffen!

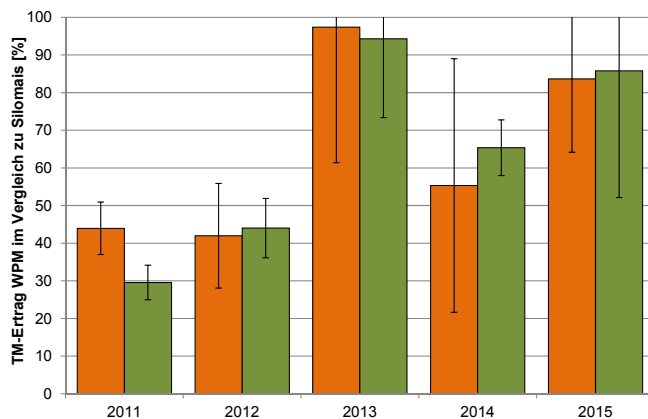


Abb. 5: Relative TM-Erträge der in den Jahren 2011 gesäten Wildpflanzenmischung im Vergleich zu Silomais [%] im Ringversuch Bayern. Mittelwerte für die schlechteren (orange, n = 5) und besseren Standorte (grün, n = 3) (© Birgit Vollrath)

Literatur

Degenbeck, M. (2015): Ansaat von artenreichen Wildpflanzenmischungen für die Biogasproduktion. In Tagungsband „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“, KTBL-Schrift 508, S. 248-261, Darmstadt

Vollrath, B., Marzini, K (2016): Mehr Vielfalt und rentable Biogasproduktion – mit den richtigen Blümmischungen ist beides möglich. Biogasjournal Sonderheft Energiepflanzen, S. 6-10

Demonstrationsprojekt Becherpflanze Oberfranken

WALTER FISCHER, KATHRIN LINDNER, REINHARD WESINGER

1 Beschreibung

In der landwirtschaftlichen Praxis wurde die Becherpflanze (*Silphium perfoliatum*, kurz „Silphie“) bisher überwiegend in einem aufwendigen und kostenintensiven Pflanzverfahren etabliert. In Bayern ist die bisherige Anbaufläche deshalb noch sehr gering. In den letzten Jahren konnte das Saatverfahren „Silphie unter Deckfrucht Mais“ optimiert werden (Hartmann et al. 2017). Das Demonstrationsprojekt „Becherpflanze Oberfranken“ prüft die Praxistauglichkeit dieses Verfahrens im Vergleich mit Reinsaat und Pflanzung der Silphie auf circa 100 ha.

Die Auswahl der Flächen erfolgt nach einem unpersönlichen Bewertungssystem auf Basis von freiwilligen Anträgen der Teilnehmewilligen Landwirte. Bewertet werden beispielsweise die Lage in Wasserschutz- oder Einzugsgebieten, die Erosionsanfälligkeit der Standorte, die ökologische Bewirtschaftung oder die gesicherte Verwertung des Substrats. Das Projekt begleitet die unter Praxisbedingungen etablierten Kulturen über einen Zeitraum von fünf Jahren.

2 Untersuchungsumfang

Im Rahmen des Projektes werden umfangreiche Untersuchungen der Bestände und deren Auswirkungen auf die Umwelt untersucht. Dabei liegt der Fokus auf der Eignung der Becherpflanze zum Nitratrückhalt (Biegert 2014) und ihrer Ökosystemfunktionen. Betrachtet wird

- die Entwicklung der Mais- und Silphiepflanzen auf den Flächen,
- die Auswertung der Bestandsführung der einzelnen Landwirte,
- unterschiedliche Aussaattechniken,
- die Notwendigkeit und Wirksamkeit chemischer und mechanischer Pflanzenschutzmaßnahmen,
- die Erntetechnik und die Erträge unter Praxisbedingungen,
- die jährliche Bodenuntersuchung auf Stickstoff im Frühjahr im Herbst,
- die Grundbodenuntersuchung am Projektanfang und -ende,
- die Erfassung und Auswertung regionaler Witterungsdaten,
- die Untersuchungen zum invasiven Potenzial der Becherpflanze und
- die Erfassung der Biodiversität anhand verschiedener Artengruppen.

Darüber hinaus werden Beregnungsversuche zum Erosionsverhalten und Fütterungsversuche durchgeführt. Die Untersuchungen werden fachlich vom Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe in Straubing begleitet.

3 Erste Ergebnisse

Im Jahr 2017 erfolgte die Ausbringung (siehe Abb. 1) der Becherpflanze gemäß Tabelle 1 auf 41 Flächen (ca. 65 ha) bei 27 Landwirten. Rund 35 ha werden 2018 nach einem weiteren Auswahlverfahren ausgebracht.

Tab. 1: Ausbringung der Becherpflanze 2017

Verfahren	Ausführung	Anzahl Flächen	Fläche in ha
Silphie unter Deckfrucht Mais	Dienstleister	36	54
	Landwirt	1	4,6
Reinsaat Silphie	Dienstleister	1	2,2
Pflanzung	Landwirt	3	3,5

Das Ziel, einen Bestand von mindestens vier Becherpflanzen pro m² zu etablieren, wurde im Juli 2017 auf mehr als 98 % der Gesamtfläche, trotz unterdurchschnittlicher Niederschläge im Projektgebiet, erreicht. Allerdings war auf ca. 10 % der Fläche eine erhöhte Verunkrautung festzustellen. Schneckenfraß trat nur in geringem Umfang auf.



Abb. 1: Gemeinsame Saat von Silphie und Mais (© Regierung von Oberfranken)

4 Ziele

Die Ergebnisse aus dem Demonstrationsprojekt Becherpflanze Oberfranken sollen eine fundierte Entscheidungsgrundlage liefern für

- Landwirte, die nach Alternativen für die Energiegewinnung suchen,
- Wasserversorger, ob diese den Anbau fördern sollen, um Nitratauswaschung zu minimieren,
- Entscheidungsträger, ob die Pflanze im Rahmen von Agrarumweltmaßnahmen förderfähig ist.

Literatur

Biegert, K.; Hartmann, C. (2014): Literaturrecherche zum Anbau der Becherpflanze (*Silphium Perfoliatum*). <http://www.region-bayreuth.de/Bioenergieregion/Infos-Downloads-Links.aspx>

Hartmann, A.; Lunenberg, T.; Fritz, M.; Brodmann, R. (2017): Durchwachsene Silphie als Biogassubstrat. In Biogas Forum Bayern Nr. 1 - 25/2017, Hrsg. ALB Bayern e.V., <http://www.biogas-forum-bayern.de/DE/Fachinformationen/nachhaltig-erneuerbar-energie>

Begleitforschung und Schauflächen zum Demonstrationsprojekt Silphie Oberfranken

MAENDY FRITZ, THOMAS ETTLE, ROBERT BRANDHUBER

1 Einleitung und Zielstellung

Das Demonstrationsprojekt Silphie Oberfranken wurde 2017 gestartet und wird hälftig von den beiden bayerischen Staatsministerien für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten sowie für Umwelt und Verbraucherschutz bis Ende 2021 finanziert. Projektziel ist die Etablierung der Durchwachsenen Silphie auf rund 100 Hektar Anbaufläche in Oberfranken mit einer Nutzungsdauer von mindestens fünf Jahren. Die langfristigen Umweltvorteile wie der Gewässerschutz sollen im Praxismaßstab nachgewiesen werden.

In einem damit verknüpften zweiten Projekt, gefördert durch das Bayerische Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, übernimmt das Technologie- und Förderzentrum (TFZ) die Koordinierung von Begleituntersuchungen der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), damit Fragestellungen dem Bedarf der Projektregion entsprechend beantwortet werden. Vorrangiges Projektziel ist die Vernetzung unterschiedlichster Einrichtungen zum Silphieanbau, um die Erfahrungen und Ergebnisse des Demonstrationsprojekts umfassend nutzen zu können. Die Abstimmung zum Silphieanbau und zur methodischen Durchführung umfasst ein gemeinsames Methodenhandbuch und gegenseitigen Datenaustausch, so dass ein größtmöglicher Erkenntnisgewinn erreicht wird.

Der öffentlichkeitswirksame Silphieanbau auf Schauflächen soll für jeden Besucher nachvollziehbare Erkenntnisse ermöglichen. Abgestimmte Beratungsaussagen hinsichtlich Etablierung, Ertragserwartung, Nutzungsmöglichkeiten und Ökologie in der Projektregion liefern die Basis für Praxisempfehlungen für ganz Bayern.

2 Aufbau des Projekts

Die Durchwachsene Silphie (*Silphium perfoliatum*) ist eine perennierende Pflanze, die aus Nordamerika stammt. Ihre recht hohe Biomasseleistung, der Anbau als Dauerkultur und die langandauernde Blüte machen diese Kultur attraktiv als Biogassubstrat. Bisher erfolgte die Etablierung als kosten- und arbeitsaufwändige Pflanzung (siehe Abb. 1), inzwischen steht über Dienstleister ein Saatverfahren zur Verfügung.



Abb. 1: Pflanzung von Silphie (© Heimler, TFZ)

2.1 Erhebungen und Informationen zum Erosionsschutz

Das Institut für Ökologischen Landbau, Bodenkultur und Ressourcenschutz (LfL-IAB) wird mittels eines Regensimulators die Demonstration des Bodenschutzes durch Silphie im Vergleich zu anderen Kulturen vornehmen. Das Modell steht zur Vorführung an Feldtagen zur Verfügung und wird mit direkt vor Ort aus verschiedenen Kulturen entnommenen Bodenquadraten bestückt. Der Oberflächenabfluss sowie das entstehende Sickerwasser werden anschaulich dargestellt.

Das wissenschaftliche Ziel der Begleitforschung ist die Erarbeitung eines kulturartsspezifischen C-Faktors für Silphie für die Allgemeine Bodenabtragsgleichung (ABAG). Damit lässt sich für jede konkrete Fläche berechnen, wie sich der jährliche mittlere Bodenabtrag verändert, wenn die Dauerkultur Silphie angebaut wird. Zur Ableitung dieses Wertes sind regelmäßige Bonituren der Bodenbedeckung nach genau festgelegter Methode an mehreren repräsentativen Silphieflächen notwendig.

2.2 Silierbarkeit und Futterwert

Neben dem Einsatz als Biogassubstrat könnten auch andere Nutzungswege der Silphie interessant sein. Am Institut für Tierernährung (LfL-ITE) sind Siliertests und Verdauungsversuche an Hammeln geplant. Dabei werden in einem Zeitreihenversuch mit mindestens zwei Ernteterminen die Silierqualität und der Futterwert der Silphie bestimmt.

2.3 Schauflächen

Die Schauflächen in der Projektregion sind keine Exaktversuche, sondern dienen der Veranschaulichung verschiedener Etablierungsmethoden. Durch unterschiedliche Pflanz- und Saaddichten sollen diese an trockenere Bedingungen, wie in Oberfranken, angepasst werden. Hierbei stehen der Kostenersparnis und der Anpassung der Bestandsdichte an trockenere Bedingungen die Risikominimierung und schnellerer Bestandsschluss gegenüber.

Einzelkorn- und Drillsaattechniken werden verglichen, um Verfahren für Landwirte zu entwickeln und die Abhängigkeit von Dienstleistern zu begrenzen. Im üblichen Verfahren wird die Silphie als Untersaat in Silomais angesät, eine Variante ohne Mais-Deckfrucht untersucht die Beeinflussung der Kulturen durch interspezifische Konkurrenz. Auch die Ansaat nach Ganzpflanzen-Getreide als Vorfrucht, mit dadurch spätem Saattermin im Juni und höherem Etablierungsrisiko, wird getestet.

Schauflächen am Waldrand erproben die Toleranz der Silphie gegenüber Beschattung und der Anbaumöglichkeit bei hohem Wildschweindruck. Auch mögliche Verfahren zur Unkrautkontrolle werden verglichen, um auch Etablierungswege für ökologisch sensible Bereiche sowie für ökologisch wirtschaftende Betriebe anbieten zu können.

Bioenergieträger mit Blühaspekt: Leguminosen-Getreide-Gemenge

VERONIKA EBERL, MAENDY FRITZ

1 Einleitung

Silagen aus Mais und Ganzpflanzengetreide stellen ein ebenso beliebtes wie weit verbreitetes Substrat für die Biogasproduktion dar. In der Praxis überzeugen diese Kulturen durch die bereits ausgereifte Produktionstechnik und stabile Erträge. Der Aspekt einer nachhaltigen Fruchtfolgegestaltung auf Basis einer hohen Biodiversität gerät dabei jedoch häufig ins Hintertreffen. Mit dem Anbau von Getreide-Leguminosen-Gemengen eröffnet sich die Möglichkeit, dem Streben nach Ertragssicherheit und dem Grundgedanken einer nachhaltigen Landbewirtschaftung gleichermaßen gerecht zu werden.

2 Material und Methoden

Im Rahmen eines insgesamt dreijährigen Projektvorhabens am Technologie- und Förderzentrum (TFZ) in Straubing, das mit Mitteln des Bayerischen Staatsministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten gefördert wurde, wurden deshalb verschiedene Kombinationen von Wintergetreidearten mit frosttoleranten Leguminosen auf ihre Eignung als Biogassubstrat untersucht.

Im Einzelnen wurden folgende Gemenge zum Anbau gebracht: Winterroggen-Zottelwicke, Winterroggen-Pannonische Wicke, Wintertriticale-Zottelwicke, Wintertriticale-Pannonische Wicke, Wintertriticale-Wintererbse sowie Wintergerste-Wintererbse. Die entsprechenden Reingetreidevarianten dienten jeweils als Referenz. Neben der Variation der Getreideart und des Leguminosenpartners wurden in Abhängigkeit des angestrebten Anbauziels unterschiedliche Anteile an Leguminosen in der Gesamt Mischung gewählt. Während mit Fokus auf den Blühaspekt bereits eine geringe Anzahl an Pflanzen je Quadratmeter ausreicht, ist für eine relevante Stickstofffixierung ein deutlich höherer Anteil an Leguminosen zu wählen. Um speziell diesen Aspekt des Gemengeanbaus von Getreide und Leguminosen näher zu beleuchten, wurden die Varianten, mit dem jeweils höchsten Leguminosenanteil ergänzend, zur Normaldüngung auch unter der Voraussetzung einer reduzierten Stickstoffapplikation in Anbau gebracht. Zur Beurteilung der Vorfruchtwirkung erfolgte unmittelbar nach Beerntung der Ganzpflanzenbestände der Anbau einer einheitlichen Nachfrucht.

3 Ergebnisse und Diskussion

Unter pflanzenbaulichen Aspekten erwiesen sich die Leguminosen-Getreide-Gemenge als Kulturart mit geringen Ansprüchen an die Bestandsführung. Mit Zottelwicke, Pannonischer Wicke und Wintererbse konnten sämtliche im Versuch betrachteten Leguminosenarten als Mischungspartner in Leguminosen-Getreide-Gemengen empfohlen werden. Ausgewogene Bestände konnten im Versuch mit folgenden Leguminosenanteilen erzielt werden: Zottelwicke 3 kg/ha, Pannonische Wicke 6 kg/ha, Erbse 8 kg/ha.

Die Trockenmasseertragsleistung der Leguminosen-Getreide-Gemenge reichte nahezu an das Ertragsniveau der entsprechenden Reingetreidevarianten heran. Bei geringen bis mittleren Leguminosenanteilen betrug die Ertragsdifferenz der Gemenge zur Reingetreidereferenz, selbst unter der Voraussetzung einer nur mäßigen Wasser- und Nährstoffversorgung der Bestände, maximal fünf Prozent. Den größten Einfluss auf das Trockenmasseertragspotenzial der Gemenge wies der Getreidemischungspartner auf. Die zunehmende Ertragsleistung in der Reihenfolge Gerste, Roggen und Triticale spiegelte das artspezifische Ertragspotenzial des Getreides wider. In Abhängigkeit der Leguminosenart waren im Mischanbau mit weniger wüchsigen Leguminosenarten, wie Pannonischer Wicke und Wintererbse, höhere Erträge zu erzielen als im Mischanbau mit Zottelwicke. Die Unterschiede in Abhängigkeit der Leguminosenart relativierten sich jedoch mit sinkendem Leguminosenanteil.

Auf die Trockensubstanzgehalte der Gemenge hatten die Leguminosen einen mäßigen Einfluss. Dabei konnten im Mischanbau mit der vergleichsweise wüchsigen Zottelwicke die deutlichsten Effekte erzielt werden.

Auch die Methanausbeuten der Gemenge wiesen lediglich marginale Abweichungen zu den Ergebnissen der entsprechenden Reingetreidevarianten auf. Unterschiede, die sich im Vergleich der auf den Hektar bezogenen Methanertragsleistungen zeigten, waren überwiegend auf das unterschiedliche Trockenmasseertragspotenzial der Gemenge in Abhängigkeit des Getreidemischungspartners zurückzuführen.

Neben der monetären Bewertung eines Produktionssystems auf Basis seiner Ertragsleistung sollte auch immer dessen nicht unmittelbar quantifizierbarer Wert für die Fruchtfolge und das Ökosystem berücksichtigt werden. Während die Getreidemischungspartner die ertragsbildende Komponente in den Getreide-Leguminosen-Gemengen darstellen, begründen erst die Leguminosen den ökologischen Mehrwert der Mischkulturen. Der hohe ökologische Nutzen der Getreide-Leguminosen-Gemenge resultiert neben der symbiotischen Stickstofffixierungsleistung der Leguminosen aus dem guten Unkrautunterdrückungsvermögen der Mischkulturen sowie deren intensiven Durchwurzelung des Bodens. Das reichhaltige Blütenangebot der Bestände bis zur Ernte dient darüber hinaus zahlreichen bestäubenden Insekten als Nahrungsquelle und bereichert das Landschafts-

bild. Von den nach Ernte der Leguminosen-Getreide-Gemenge hinterlassenen Stickstoffreserven im Boden profitierte auch die Nachfrucht.

4 Fazit

Wie die Ergebnisse zeigen, sind mit dem Anbau von Leguminosen-Getreide-Gemengen als Biogassubstrat nur marginale Ertragseinbußen im Vergleich zum Anbau von Reingetreidebeständen zu erwarten. Vor dem Hintergrund, dass sich derartige Gemenge zugleich unkompliziert in verschiedene Fruchtfolgesysteme integrieren lassen, stellt diese Form des Misanbaus eine attraktive Möglichkeit dar, die Biodiversität im Energiepflanzenbau zu steigern.

Getreide GPS – Steigerung der Effizienz mit der Sortenwahl

DOROTHEA HOFMANN, ANNA TECHOW, SVEN SCHABEL

1 Einleitung

Ziel in der Biogasproduktion sind hohe flächenbezogene Methanerträge. Versuche haben gezeigt, dass dabei der Trockenmasse (TM)-Ertrag die entscheidende Rolle spielt, während die spezifische Methanausbeute für die unterschiedlichen Getreidearten und -sorten keine signifikanten Unterschiede aufweist (Sticksel, 2015). Um auch mit Getreide eine möglichst hohe Flächeneffizienz zu erreichen, sind Maßnahmen zur Erhöhung des TM-Ertrages gesucht. In den meisten Nutzungsrichtungen gehört die Sortenwahl zu den Stellschrauben der Effizienzsteigerung.

Mit dem vorliegenden Versuchsvorhaben sollen das Leistungspotential einzelner Sorten sowie mögliche Ertragsunterschiede zwischen den Sorten aufgezeigt werden. Ertragsstarke und -stabile Sorten sollen als Basis für Sortenempfehlungen eruiert werden. Ziel ist es, auch im Getreideanbau eine hohe und effiziente Nutzung der Flächen zu gewährleisten.

2 Material und Methoden

Seit 2013 führt die Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) einen Sortenvergleich mit den Wintergetreidearten Roggen und Triticale durch. Der Parzellenversuch wurde bayernweit auf mehreren Standorten in einer einfaktoriellen Blockanlage mit vier Wiederholungen angelegt. Geprüft wurden Roggen- und Triticalesorten mit großer Anbaubedeutung sowie Neuzüchtungen. Dabei handelte es sich um Hybrid- und Populationsorten, sowie um Sorten mit dem Zuchtziel GPS- bzw. Körnernutzung. Der Prüfumfang lag in der Regel zwischen 10–12 Sorten. Neben dem Biomassertrag und Trockensubstanzgehalt, wurden die Merkmale Pflanzenlänge, Bestandsdichte und Entwicklungsstadium der einzelnen Sorten zur Ernte festgestellt.

3 Ergebnisse

Auf allen Standorten und in allen Jahren konnten die Versuche erfolgreich realisiert werden. Das Ertragsniveau fiel auf den Standorten unterschiedlich aus, wobei sich bestimmte Sorten auf allen Standorten vorteilhaft bzw. weniger anbauwürdig zeigten. Im Mittel über die Jahre und Standorte lag der Ertragsunterschied zwischen den Sorten bei 20–40 dt/ha Trockenmasse.

Das Leistungspotential der Sorten wird am Beispiel der Wintertriticale für das Erntejahr 2016 für zwei ausgewählte Standorte in Abb.1 dargestellt. Am Standort Baummannshof (tertiäres Hügelland; sandiger Lehm) lag das Ertragsniveau zwischen 154–193 dt TM/ha, während in Grub (Münchener Schotter Ebene; flachgründige, leichte und waserdurchlässigen Böden) nur Erträge von 116–138 dt TM/ha realisiert werden konnten. Damit differenzierten die Sorten am Baummannshof um nahezu 40 dt/ha während es in Grub nur 22 dt TM/ha waren.

Auf allen Standorten präsentierte sich entweder die Populationsorte *Tender PZO* oder die Hybridsorte *HYT Max* mit dem höchsten Ertrag. Ertragsschwach und kleinwüchsig zeigte sich die aus der Körnernutzung kommende Sorte *Agostino*, die auf vielen Standorten einen hohen Blattfleckenbefall aufwies. Mehrere Sorten zeigten sich im Mittel überdurchschnittlich ertragsstark, diese Überdurchschnittlichkeit war aber nicht auf allen Standorten gegeben (z. B. *Tricanto*).

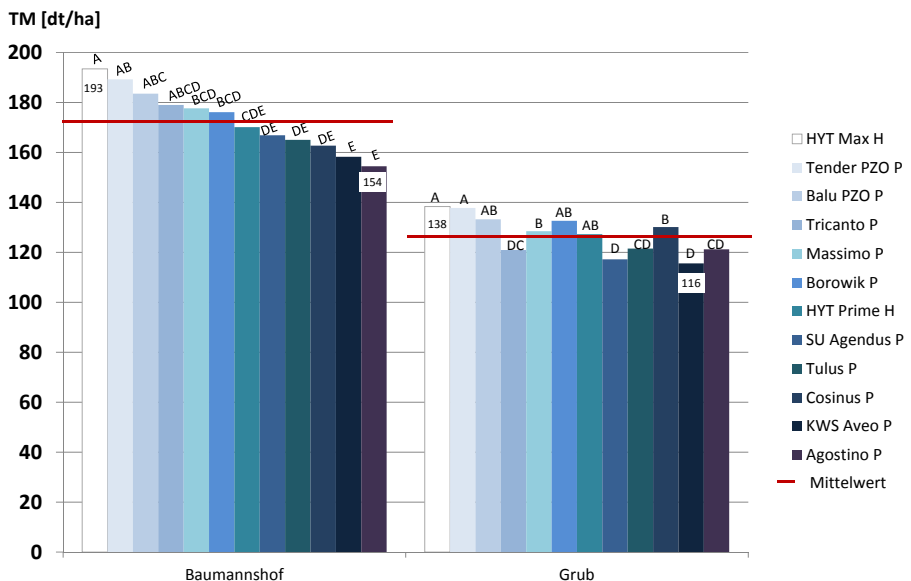


Abb.1: Trockenmasserträge (dt/ha) der Wintertriticalesorten auf den Versuchsstandorten Baummannshof und Grub im Jahr 2016

4 Fazit

Die vorliegenden Ergebnisse der Sortenversuche zeigen standortabhängige Differenzierung der Sorten im Ertrag. Damit sind durch die standortangepasste Sortenwahl Ertragssteigerungen möglich. Nachdem mit der Ernte 2016 dreijährige und mehrortige Ergebnisse vorliegen, kann auf Basis der Statistischen Verrechnung eine Sortenempfehlung ausgesprochen werden. Empfohlen werden nur Sorten, die im mehrjährigen Mittel überdurchschnittliche Ergebnisse lieferten, sich signifikant von anderen Sorten unterscheiden und bereits dreijährig geprüft wurden.

Damit sind die Voraussetzungen geschaffen, Berater, Betreiber und Landwirte ein Beratungsinstrument an die Hand zu geben, das zur Steigerung der Effizienz beiträgt.

Literatur

Sticksel, E.; Lichti, F.; Aigner, K.; Hofmann, D. (2015): Wintergetreide - Ganzpflanzensilage als Biogassubstrat. Biogas Forum Bayern

AquatISChe MakroPhyten – ökologisch und ökonomisch optimierte Nutzung (Projekt AquaMak)

LUCIE MOELLER, ANDREAS ZEHNSDORF, ALINE BAUER, HARALD WEDWITSCHKA,
WALTER STINNER, SANDRA ROTH, MARKUS RÖHL, VASCO BRUMMER,
CARSTEN HERBES

1 Projektziele

Wasserpflanzen sind wichtige Elemente aquatischer Ökosysteme. Allerdings produzieren sie oft große Mengen an Biomasse, die im Rahmen der Gewässerunterhaltung entfernt werden muss. Statt diese Wasserpflanzen ungenutzt zu entsorgen, könnten sie auch ökonomisch und ökologisch sinnvoll genutzt werden, z.B. als Substrat für Biogasanlagen. Auf dieser Idee basiert das von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe finanzierte Forschungsprojekt „AquaMak“ (BMEL-Projekt 22403013, Laufzeit: 2014–2017). Die Projektpartner Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ), Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) und Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen (HfWU) ermittelten zunächst die in Deutschland jährlich anfallenden Mengen geernteter Wasserpflanzen und bewerteten die technische Machbarkeit sowie die Kosten und Akzeptanz verschiedener Nutzungspfade.

2 Umsetzung

2.1 Datenerhebung zum Anfall von Wasserpflanzenbiomasse bei Entkrautungsmaßnahmen in deutschen Fließ- und Stillgewässern (HfWU, Institut für Landschaft und Umwelt)

Um die jährlich anfallende Biomasse der Wasserpflanzen einzuschätzen, wurde eine Umfrage durchgeführt. Von 1.217 angefragten Institutionen wie Bundes- und Landesbehörden, Kreisen, Gemeinden und Wasserverbänden sowie Unternehmen aus den Bereichen Erholung, Gewässerunterhaltung und Energiegewinnung kamen 608 Antworten (Stand Mai 2017). Aufgrund der erhobenen Daten kann geschätzt werden, dass deutschlandweit insgesamt ca. 100.000 Tonnen Frischmasse pro Jahr geerntet werden. Diese Potenzialberechnung ist allerdings mit einem hohen Unsicherheitsfaktor behaftet, da 1. die Mengen der geernteten Wasserpflanzen von den Akteuren häufig gar nicht erfasst oder nur geschätzt werden und 2. die saisonalen und zwischenjährlichen Schwankungen des Anfalls an Wasserpflanzenbiomasse hoch sind.

2.2 Stakeholderanalyse zu Wasserpflanzen und deren Entfernung (HfWU, Institute for International Research on Sustainable Management and Renewable Energy)

Wasserpflanzen werden nur dort entfernt, wo sie den Interessen und Aktivitäten von Gewässernutzern und Anrainern im Weg stehen. Aus diesem Grund wurde eine Stakeholderanalyse durchgeführt, im Rahmen derer die unterschiedlichen Interessen der verschiedenen Akteure analysiert wurden. Sechzehn qualitative Interviews mit Wasserverbänden, Segel- und Kanusportlern, Tourismusverbänden, Naturschützern etc. wurden durchgeführt und einschlägige Presseberichte analysiert. In den erhobenen Daten spiegeln sich die verschiedenen Ansprüche der Stakeholder an die Gewässer wieder. Herausforderungen treten vermehrt in Fragen der Zuständigkeiten und Verantwortlichkeiten auf.

2.3 Begutachtung der Ernteguteigenschaften (UFZ)

In ganz Deutschland wurden 39 Proben von Entkrautungsaktionen auf ihren Sedimentanteil, ihre Eigenschaften und ihr Methanbildungspotenzial untersucht. Im Ergebnis wurde gezeigt, dass der Sedimentanteil in den Proben nicht höher war als in konventionellen Substraten wie Mais- und Grassilage. Die Konzentrationen von Makroelementen waren vergleichbar mit Grassilagen. Die spezifischen Methanerträge der frischen Pflanzen bewegten sich im Bereich zwischen 142 und 309 mL_N/g oTS.

2.4 Entwicklung eines Silierverfahrens für die Konservierung der aquatischen Biomasse (DBFZ)

432 Silagevarianten der Wasserpflanze *Elodea nuttallii* und Getreidestroh mit verschiedenen Silierhilfsmittelkombinationen wurden getestet. Die Eigenschaften der Silagen wurden analysiert und ihre Vergärbarkeit wurde nach der Vorschrift VDI 4630 getestet. Die Silagen zeigten ein relativ hohes Methanpotenzial von 250 mL_NCH₄/g oTS.

Eine ausgewählte Mischsilage mit den besten Eigenschaften wurde in kontinuierlichen Langzeitversuchen getestet. Dabei wurden die hohen Gasertragspotentiale bestätigt.

3 Publikationen und Öffentlichkeitsarbeit

- Newsletter zum AquaMak-Projekt (erscheint alle drei Monate)
- Fachtagung zum AquaMak-Projekt am 30.–31.3.2017 in Leipzig
- Themenheft „Wasserpflanzenmanagement“ (kostenloser Download auf der Projektwebseite www.ufz.de/aquamak)

- Beiträge für Rundfunk (DLF, MDR, Radio Leipzig), Fernsehen (MDR) und Fachzeitschriften (Energie aus Pflanzen, Fischwaid, Fischer & Angler in Sachsen, Korrespondenz Wasserwirtschaft, Sporttaucher, Biogas Journal und Joule)
- Thematic Series „*Sustainable use of aquatic macrophytes for the production of bio-energy*“ im Springer Open Journal “*Energy, Sustainability and Society*”
- Vorträge und Poster auf nationalen und internationalen Konferenzen (10. Rostocker Bioenergieforum, Werkstatt – Wissenschaft – Wirtschaft: Praxis der Biomassennutzung, World Water Week in Stockholm, 5. Mitteleuropäische Biomassekonferenz in Graz, Progress in Biogas IV in Stuttgart)
- 2 veröffentlichte Publikationen in *Limnologica*, *Energy and Sustainability and Society*, 1 Publikation im Review-Prozess, 5 weitere Publikationen in Vorbereitung

Index der relativen Anbauwürdigkeit (IrA) von Energiepflanzen

KATHARINA HEY, WIEBKE FAHLBUSCH, BENEDIKT SAUER, ROLF RAUBER

1 IrA – ein mehrdimensionales Instrument für die Praxis

Da Mais nur ein geringes Aufnahmevermögen für Spurenelemente v.a. Cobalt und Nickel hat, reichen bei alleinigem Maisinput in Biogasanlagen die Spurenelemente für eine optimale Methanbildung oft nicht aus. Um dem Mangel zu begegnen, werden in der Praxis Spurenelementadditive eingesetzt. Im Verbundprojekt „Spurenelemente durch Energiepflanzen – Stoffströme und Handlungsempfehlungen für eine optimierte Prozessbiologie in Biogasanlagen“ (kurz NiCo, FNR-FKZ 22019014) wird der Frage nachgegangen, ob durch die Zumischung spurenelementreicher Pflanzen zu Mais, eine ausreichende Versorgung für die Vergärung gewährleistet ist und auf die Zugabe von Spurenelementpräparaten verzichtet werden kann. Ziel dieser Untersuchung ist es, spurenelementakkumulierende Pflanzenarten für Biogasanlagen pflanzenbaulich zu charakterisieren und hinsichtlich ihrer Eignung für den Praxisbetrieb zu testen. Mit Hilfe des Index der relativen Anbauwürdigkeit (IrA) werden die Feldfrüchte als Energiepflanzen bewertet. In den Index IrA geht eine Vielzahl von Teilindizes ein (Tab. 1). Durch die Ausgestaltung des Index IrA mit vielfältigen Parametern ist die Grundlage für eine umfassende Hilfestellung bei der Anbauentscheidung in der landwirtschaftlichen Praxis gegeben.

Tab. 1: Teilindizes im Index IrA

Teilindex	Zielgröße
Feldaufgang und Bodenbedeckung	Erosionsschutz und Unkrautunterdrückung
N_{\min} -Menge im Boden nach der Ernte bzw. im Winter bei Winterzwischenfrüchten	Nitratauswaschungsgefahr
Methan-Flächenertrag	Leistungsfähigkeit
Spurenelementgehalt	Spurenelementversorgung des Fermenters
Trockenmasseertrag der Wurzeln	Humusreproduktion
Trockensubstanzgehalt	Silierfähigkeit
Wassergehalt des Bodens nach der Ernte	Wasserversorgung der Folgekultur
Trockenmasseertrag von Mais nach Winterzwischenfrüchten	Vorfruchtwirkung
Ökonomische Aspekte	Betriebswirtschaftliche Bewertung
Soziale Aspekte	Gesellschaftliche Bewertung

2 Vielfältiges Energiepflanzenpektrum

In zweijährigen Feldversuchen (2014/15 und 2015/16) wurden an zwei Standorten in Südniedersachsen (Göttingen Reinshof, Auenlehm und Sömmerling bei Uslar, sandiger Schluff) die Winterzwischenfrüchte Wickroggen, Winterackerbohnen, Wintertriticale, ein Gemenge aus Winterackerbohnen und Wintertriticale, die Sommerungen Sommerackerbohnen, Einjährige Blütmischung, Amarant, Mais und ein Gemenge aus Amarant und Mais sowie die mehrjährigen Arten Deutsches Weidelgras und Mehrjährige Blütmischung angebaut.

Der Teilindex beschreibt den Wert einer Kenngröße der betrachteten Variante im Verhältnis zum mittleren Wert der Kenngröße der geprüften Varianten.

3 Stärken und Schwächen einer Feldfrucht werden sichtbar

Innerhalb der Winterzwischenfrüchte zeigte der Wickroggen mit +0,13 den höchsten IrA-Wert (Abb. 1A). Aufgrund der positiven Beträge der Teilindizes TS-Gehalt, TM-Ertrag und N_{\min} war diese Variante auch trotz des negativen Betrags beim Teilindex Spurenelemente nach diesem Bewertungsschema positiv zu beurteilen und innerhalb der Winterungen die anbauwürdigste Variante. Den geringsten IrA-Wert innerhalb der Winterungen zeigten mit -0,22 die Winterackerbohnen. Diese Variante konnte einen großen positiven Betrag beim Teilindex Spurenelemente erreichen, zeigte aber bei den pflanzenbaulich wichtigen Kriterien für Biogaspflanzen TS-Gehalt, TM-Ertrag und N_{\min} große Schwächen.

In der Gruppe der Sommerungen und mehrjährigen Arten erzielte das Deutsche Weidelgras den höchsten IrA-Wert mit +0,99 (Abb. 1B). Bis auf den Teilindex TS-Gehalt waren hier die Teilindizes im positiven Bereich. Schlecht schnitten in dieser Gruppe die Sommerackerbohnen (-0,38) und der Mais (-0,54) ab. Die Sommerackerbohnen hatten ähnlich wie die Winterackerbohnen einen großen positiven Betrag beim Teilindex Spurenelemente, jedoch große Schwächen bei den anderen Parametern. Beim Mais führten die im Vergleich mit den übrigen Sommerungen und mehrjährigen Arten sehr geringen Spurenelementegehalte und die vergleichsweise hohen N_{\min} -Mengen im Boden nach der Ernte zum schlechtesten IrA-Wert dieser Gruppe.

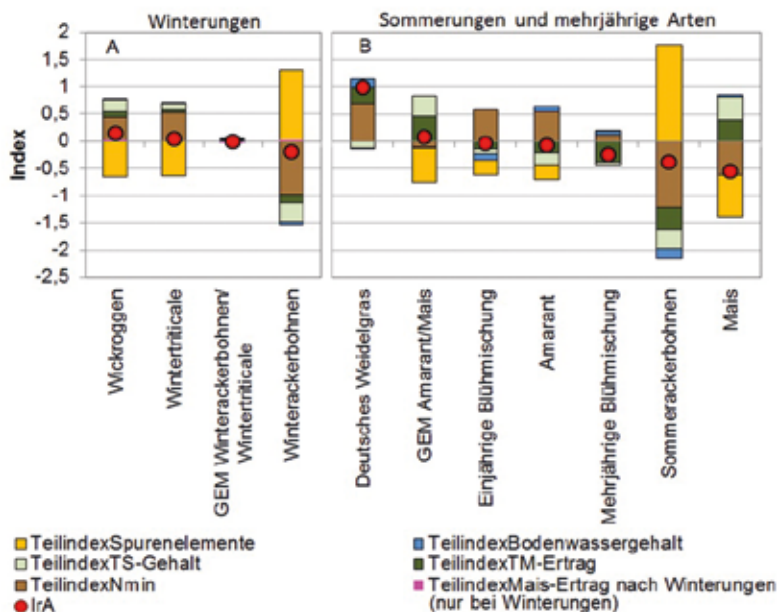


Abb. 1: Ausgewählte Teilindizes und der Gesamtindex IrA bei Winterzwischenfrüchten (A) und Sommerungen sowie mehrjährigen Arten (B) am Standort Reinshof im Versuchsjahr (2014/15)

Können vielfältigere Pflanzenmischungen den Spurenelementmangel in Biogasanlagen bei hohem Maisinput beheben?

WIEBKE FAHLBUSCH, KATHARINA HEY, BENEDIKT SAUER, HANS RUPPERT

1 Eine vielfältige Mischung bringt Spurenelemente

Das Projekt: „Spurenelemente durch Energiepflanzen – Stoffströme und Handlungsempfehlungen für eine optimierte Prozessbiologie in Biogasanlagen“ (Kurz: „Nico“; FNR-FKZ: 22014813) beschäftigt sich u.a. interdisziplinär mit vermeidbaren Prozessstörungen, die durch große Substratmengen an spurenelementarmen Mais hervorgerufen werden. In diesem Beitrag steht der Aspekt des Elementtransports vom Boden in das Pflanzenerntegut im Vordergrund. Dazu werden die Parameter Trockenmasseertrag und Spurenelementkonzentrationen von Mais und anderen Energiepflanzen (u. a. Amaranth, Ackerbohnen, Triticale, Blümmischungen, Durchwachsene Silphie und Weidelgras) verknüpft.

Im Poster wird gezeigt, welche Gemenge sowohl einen hohen Spurenelementinput, als auch einen zufriedenstellenden Ertrag liefern. Es wird dargestellt, wie stark eine vielfältige Mischung von Pflanzen die Spurenelementfracht in die Biogasanlage erhöhen kann.

Meist wird in landwirtschaftlichen Biogasanlagen Biogas durch Kofermentation von Pflanzenbiomasse und Gülle gewonnen. Falls keine oder nur wenig Gülle zur Verfügung steht, stellt Maissilage große Anteile am Inputsubstrat dar. Sofern nicht mit Spurenelementadditiven entgegengewirkt wird, kann es dadurch zu einer Mangelernährung an einigen Spurenelementen kommen, die von den Bakterien und methanogenen Archaeen im Fermenter benötigt werden. Vor allem ein Mangel an Cobalt im Fermenter führt schnell zu einer verminderten Biogasausbeute (Choong et al. 2016). Dies liegt auch daran, dass Cobalt nur bedingt vom Boden in die Pflanze verlagert wird, da es für die meisten Pflanzen kein essentielles Spurenelement ist (Marschner 1995).

Gerade Mais weist einen sehr niedrigen Spurenelementgehalt auf, ebenso wie andere Getreidearten (Tab. 1). Da die Spurenelementadditive als hochkonzentrierte metallhaltige Pulver oder Lösungen per se gesundheitsgefährlich und umweltschädigend sind, wird im Forschungsverbund „NiCo“ die Option untersucht, mittels spurenelementreicher Energiepflanzen zum Mais ganz oder teilweise auf diese Additive zu verzichten.

Im Folgenden liegt der Fokus auf den Spurenelementen Cobalt, Nickel, Mangan und Molybdän. Im Projekt wird jedoch sehr breites Elementspektrum (ca. 50 Elemente, mittels ICP-OES und ICP-MS) untersucht, um auch syn- und antagonistische Aufnahmemechanismen der Pflanzen beleuchten zu können.

2 Versuchsaufbau und Erträge

Es wurden auf zwei verschiedenen Standorten in Südniedersachsen (Reinshof, Ackerzahl 90 und Sömmerling, Ackerzahl 47) verschiedene Varianten im Zweikulturnutzungssystem (Winterzwischenfrüchte und nachfolgend Mais), Hauptfrüchte und mehrjährige Arten getestet. Es wird deutlich, dass ein Zweikulturnutzungssystem mit Winterzwischenfrucht wie z.B. Winter-Ackerbohne und Mais durchaus ähnlich hohe oder höhere Erträge liefern kann im Vergleich zu Mais als Hauptfrucht. Zum Beispiel werden im ersten Versuchsjahr auf dem Reinshof von der Hauptkultur Mais 216 dt/ha erreicht gegenüber der Kombination Wi-Ackerbohne mit nachfolgendem Mais (205 dt/ha) oder ein Gemenge Wi-Ackerbohne und Wi-Triticale mit nachfolgendem Mais (235 dt/ha).

3 Höherer Input an Spurenelementen durch Winterzwischenfrüchte

Da Mais nur etwa 1/10 der Cobaltkonzentration gegenüber z.B. Amarant und Ackerbohnen aufweist (Tab. 1), führt auch der höhere Ernteertrag vom Mais pro ha nicht zu einer größeren flächenbezogenen „Cobalternte“ für den Fermenter.

Auf dem Poster werden Spurenelementernteerträgen pro Hektar unterschiedlicher untersuchter Kulturen dargestellt. Zum Beispiel führen Wi-Ackerbohne und Mais im Zweikulturnutzungssystem auf dem Standort Reinshof zusammen zu einer Frucht von 1,4 mg Cobalt pro ha, wobei Ackerbohne 1,26 mg Cobalt/ha liefert, Mais aber nur 0,14 mg Cobalt/ha.

Tab. 1: Mittelwerte der Spurenelementkonzentrationen von zwei Standorten (Reinshof und Sömmerling) ausgewählter Pflanzenvarianten in mg/kg TS (Trockensubstanz); Konzentrationen bereinigt von anhaftendem Bodenmaterial

Art	n	Cobalt	Nickel	Mangan	Molybdän
Amarant	16	0,113	0,16	41,7	0,43
Durchwachsene Silphie	9	0,026	0,30	27,3	0,09
Ackerbohne (So)	16	0,216	0,77	40,7	0,51
Ackerbohne (Wi)	32	0,134	0,50	36,9	0,51
Zottelwicke	16	0,103	0,70	32,2	0,77
Mais	16	0,012	0,10	18,3	0,31
Winterroggen	16	0,008	0,10	15,7	0,78
Wintertriticale	32	0,010	0,11	23,9	0,93
Einjähr. Blümmischung	16	0,078	0,24	41,4	0,22
Mehrj. Blümmischung	16	0,074	0,31	32,7	0,38
Weidelgras	47	0,026	0,62	70,5	1,63

Literatur

Marschner, H. (1995): Mineral nutrition of higher plants. 2nd ed. London, San Diego, Academic Press

Choong, Y.Y.; Norli, I.; Abdullah, A.Z.; Yhaya, M. F. (2016): Impacts of trace element supplementation on the performance of anaerobic digestion process: A critical review. *Bioresource Technology* 209, 369–379

Auswirkungen von Cobalt- und Nickelmangel auf quasikontinuierliche Biogasprozesse und methanogene Gemeinschaften

TINO PASOLD, MICHAEL DITTRICH-ZECHENDORF, HEIKE STRÄUBER,
BENEDIKT SAUER, HANS RUPPERT

Für einen optimalen Biogasprozess müssen die Konzentrationen von Makro- und Mikronährstoffen in gewissen Toleranzbereichen liegen. Insbesondere die Spurenelemente Cobalt und Nickel, die vor allem für die Methanbildner essenziell sind, spielen für die Gasausbeute und Stabilität landwirtschaftlicher Biogasanlagen eine herausragende Rolle. Allerdings reichen bei alleinigem Maissilage-Input diese Spurenelemente für eine optimale Methanbildung in der Regel nicht aus. Ursache ist das geringe Aufnahmevermögen von Mais an diesen prozessrelevanten Spurenelementen, so dass derzeit in Deutschland in geschätzt mehr als 3.000 Biogasanlagen industrielle Spurenelementadditive zugefüttert werden, um dem Mangel zu begegnen. Das birgt verschiedenste Umweltrisiken in sich, wie die Belastung von Böden, verursacht zusätzliche Kosten und steht im Konflikt mit der Düngemittelverordnung.

Im Rahmen des Verbundprojekts „Spurenelemente durch Energiepflanzen – Stoffströme und Handlungsempfehlungen für eine optimierte Prozessbiologie in Biogasanlagen (NiCo)“ (FNR/BMEL; FKZ: 22014813) wurde in der hier präsentierten ersten Projektphase systematisch untersucht, wie sich Cobalt- und Nickelmangelzustände auf quasi-kontinuierliche Biogasprozesse auswirken und die methanogenen Gemeinschaften in ihrer Zusammensetzung und Aktivität beeinflussen.

Dazu wurden fünf Laborreaktoren (Arbeitsvolumen 8 L, Mais-Monovergärung) mit einer Raumbelastung von $5 \text{ g}_{\text{OTS}} \text{ L}^{-1} \text{ d}^{-1}$ und einer mittleren hydraulischen Verweilzeit von 40 d betrieben. Nach Etablierung stabiler Biogasprozesse in allen Reaktoren wurden jeweils zwei Reaktoren ohne zusätzliche Cobalt- bzw. ohne Nickelzugabe weitergeführt. Parallel dazu wurde ein Referenzreaktor mit voller Spurenelementzugabe betrieben.

Für die Erarbeitung der minimalen Schwellenwerte für Cobalt und Nickel wurden u. a. die Prozessparameter FOS (Kapp), FOS/TAC (FAL), pH-Wert, organische Säurekonzentrationen sowie die Methanproduktion bestimmt und mit den Spurenelementkonzentrationen (Säuretotalaufschlussverfahren und ICP-OES- und ICP-MS-Messungen) korreliert. Unter den aufgeführten Versuchsbedingungen konnten Minimalgrenzen für Cobalt von $0,066 \text{ mg/kg}_{\text{FM}}$ bzw. für Nickel von $0,82 \text{ mg/kg}_{\text{FM}}$ im Fermentermaterial ermittelt werden, unterhalb derer die Biogasprozesse zusammenbrachen (Abbildungen 1 und 2).

Zudem wurde mittels DNA- und RNA-basierter T-RFLP des *mcrA*-Gens die besondere Rolle von *Methanosarcina* und anderer Methanogener in den Mangelzuständen untersucht und das Gen mittels qPCR quantifiziert. Korrelationen der Spurenelementkonzentrationen mit den Prozessdaten sowie mit der Zusammensetzung und Aktivität der methanogenen Gemeinschaften zeigen grundlegende Zusammenhänge auf.

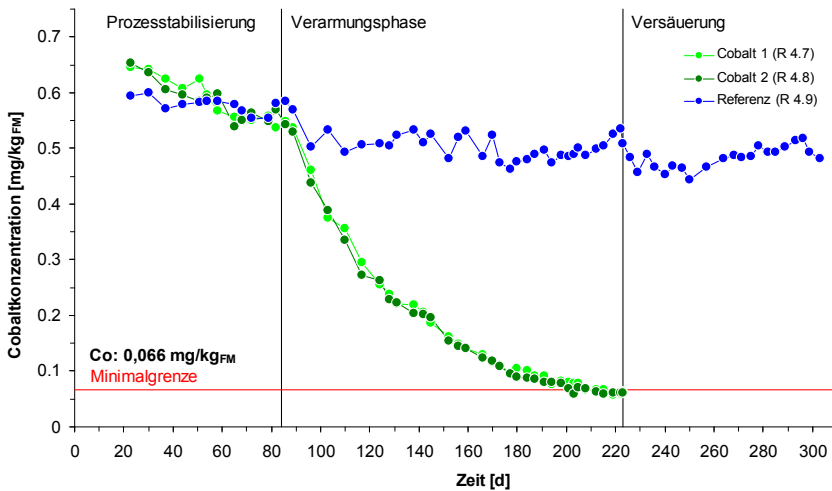


Abb. 1: Verlauf der Cobaltkonzentrationen in den Biogasreaktoren R 4.7 und R 4.8 (Cobaltmangel) sowie R 4.9 (Kontrolle)

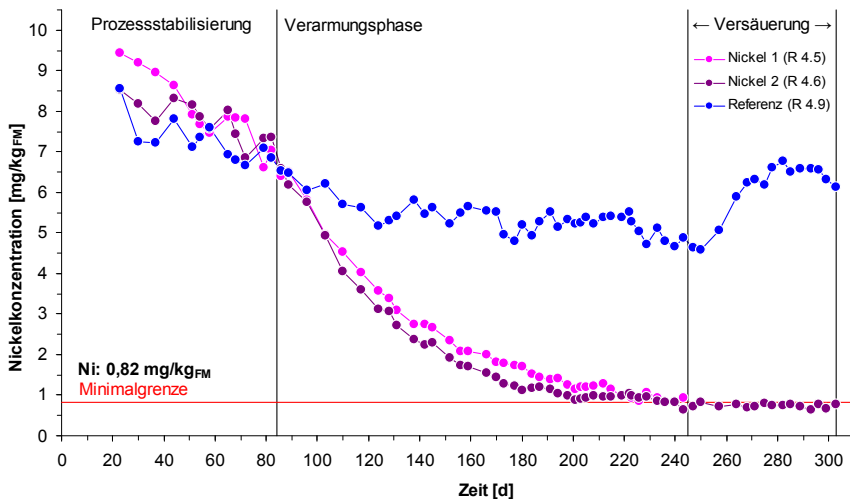


Abb. 2: Verlauf der Nickelkonzentrationen in den Biogasreaktoren R 4.5 und R 4.6 (Nickelmangel) sowie R 4.9 (Kontrolle). Die Prozesse in R 4.5 und R 4.6 unterschieden sich dahingehend, dass sie zu unterschiedlichen Zeiten versäuerten.

Auswirkung der Kofermentation verschiedener NawaRo auf den Methanertrag – erste Ergebnisse aus dem Projekt InterDigSoil

SUSANNE OHL, EBERHARD HARTUNG

1 Einleitung

Seit Beginn des Biogasbooms hat sich die Anzahl der Biogasanlagen auf aktuell 9.000 erhöht (Fachverband Biogas e.V. 2017). Nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) machen 52 % der eingesetzten Substrate aus (FNR 2015). Die anfallenden Gärreste werden meist direkt auf landwirtschaftlichen Flächen als Dünger ausgebracht. Inwieweit die Gärrestausbringung zu Veränderungen der physikalischen und bodenchemischen Bodeneigenschaften sowie der Bodenmikrobiologie führt, ist bislang noch ungeklärt.

Das Projekt InterDigSoil (FNR FKZ 22402214) geht diesen Fragestellungen systematisch mit Labor- und Feldversuchen nach. Die in definierten Gärversuchen erzeugten Gärreste werden hinsichtlich mikrobiologischer und substratspezifischer rheologischer Kenngrößen charakterisiert und auf Böden mit unterschiedlichen Texturen sowie Strukturierungsgraden ausgebracht. Ziel ist die Erfassung der Auswirkungen der Gärreste auf die für den Wassertransport bedeutsamen Eigenschaften der Benetzbarkeit, der für die Stabilität bedeutsamen Scherfestigkeit und Dispergierungsneigung sowie Luft- und Wasserleitfähigkeit des Bodens und deren mikrobiologischer Verwertung.

In den Fermentationsversuchen zur Bereitstellung der Gärreste werden NawaRo sowohl in Mono- als auch in Kofermentation eingesetzt. Anhand der Ergebnisse zum Biogas- / Methanertrag wird auch der Frage nachgegangen, ob sich durch Kofermentation ertragssteigernde Effekte nachweisen lassen.

2 Material und Methode

Die diskontinuierlichen Fermentationsversuche finden gemäß VDI 4630 (2006) in einer Batch-Anlage mit Eudiometern bei 38°C über 35 Tage statt. Eine detaillierte Beschreibung der Versuchsanlage sowie der generellen Vorgehensweise sind Ohl (2011) zu entnehmen. Bei Substrat-, Null- und Referenzproben wird in mindestens dreifacher Wiederholung gearbeitet.

Als pflanzliche Substrate kommen Mais, Zuckerrübe (ZR) und Weizen (stellvertretend für GPS) zum Einsatz (getrocknet/gemahlen bzw. Silage), dabei wird jedes Substrat sowohl in Mono- als auch in Kofermentation mit einem Mischungspartner in wechseln-

den Verhältnissen (80%-20%, 50%-50%, 20%-80%) untersucht. Während der ersten Förderphase wurde Klärschlamm als Inokulum verwendet, in der jetzigen zweiten Förderphase Separationsflüssigkeit aus dem Endlager einer Biogasanlage.

Um mögliche Kofermentationseffekte aufzuzeigen, werden basierend auf den Gaserträgen bei Monofermentation unter Berücksichtigung der Mischungsverhältnisse die zu erwartenden Gaserträge der Mischungen berechnet und mit den experimentell ermittelten Gaserträgen verglichen.

3 Ergebnisse

Für die hoch aufbereiteten Substrate liegen bereits die Ergebnisse aus den Gärtests mit beiden Inokula vor, sie sind in Abbildung 1 dargestellt. In Monofermentation erreichte Zuckerrübe die höchste Methanproduktion, Mais und Weizen lagen in einem ähnlichen Bereich. Bei den Mischungen schnitten diejenigen am besten ab, die Zuckerrübe enthielten, wobei die Methanproduktion umso höher war, je größer der Zuckerrübenanteil der Mischung war. Die gemessenen Gaserträge der Mischungen weichen nur geringfügig ($\leq 5\%$) von den zu erwartenden Gaserträgen ab.

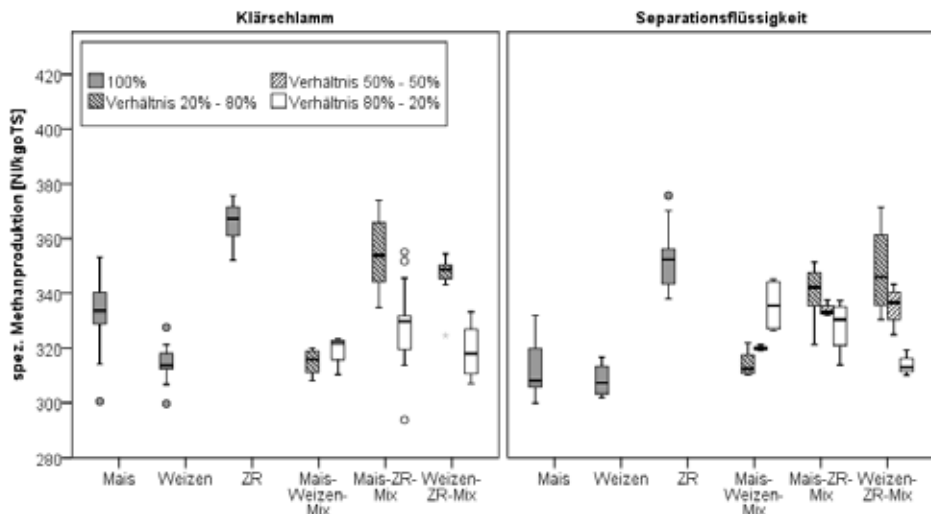


Abb. 1: Spezifische Methanproduktion der Substrate (getrocknet/gemahlen), bei den Bezeichnungen der Mischungsvarianten bezieht sich die erste Prozentangabe immer auf das zuerst genannte Substrat; mit ZR: Zuckerrübe

4 Fazit

Anhand der durchgeführten Untersuchungen konnte keine Steigerung des Biogas- / Methanertrages durch Kofermentation nachgewiesen werden. Allerdings wirkt sich die Kofermentation auf die Kinetik der Gasbildung aus, was vor allem beim anteiligen Einsatz von Zuckerrüben als Substrat deutlich wird.

Literatur

Die Literatur kann bei den Autoren angefordert werden.

Rohrglanzgras als Bioenergiegras – Optimierung der Biomasseausnutzung und der Bioakkumulation von Wertstoffen (Phalaris II)

ERIK FERCHAU, ANDREAS HERRMANN, OLIVER WICHE, HERMANN HEILMEIER,
HARTMUT KRAUSE

1 Einleitung und Ziel

Einige Pflanzenarten, zu denen auch das Rohrglanzgras (*Phalaris arundinacea*) gehört, besitzen die Eigenschaft, strategische Wertelemente wie Germanium und auch Seltene Erden in ihrer oberirdischen Biomasse anzureichern. Häufig ist der Grad der Elementanreicherung von physiologischen Gegebenheiten beeinflusst, die genetisch kontrolliert werden. Die Selektion von positiv getesteten Genotypen könnte mittelfristig den Einsatz von Rohrglanzgras als nachwachsenden Rohstoff durch eine „Kaskadennutzung“ der geernteten Biomasse im Rahmen eines Phytominings (Bergbau mit Pflanzen) noch rentabler gestalten.

Als Ziel des Projektes sollen ausgewählte Genotypen von *Phalaris arundinacea* hinsichtlich ihrer Ausfallfestigkeit, Biomassebildung und Aufnahme von Wertelementen untersucht und im Hinblick auf die Optimierung eines Phytominings dieser Elemente selektiert werden. Als Ziel der darauf aufbauenden Untersuchungen soll die energetische Verwertung von Rohrglanzgrasbiomasse durch Fermentation und Verbrennung optimiert werden und eine Rentabilitätsabschätzung zur Rohstoffgewinnung aus Rohrglanzgrasbiomasse nach der Fermentation und Verbrennung erfolgen.

2 Vorgehen

Das Teilvorhaben 1 beinhaltet die Erhaltung und Neukombination von auf Ausfallfestigkeit und Biomassebildung positiv selektierten Genotypen im Hinblick auf die Optimierung von Energieerzeugung und Anreicherung von Wertelementen. Dieses Vorhaben wird von der Deutsche Saatveredelung AG (DSV) bearbeitet.

Im Teilvorhaben 2 (TU Bergakademie Freiberg, Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik) werden anhand von Versuchen zur anaeroben Fermentation die Biogasausbeute der selektierten Genotypen, die maximal mögliche Einsatzmenge von Rohrglanzgras sowie wichtige Prozessparameter ermittelt. In Vorversuchen wurden Batchuntersuchungen mit Rohrglanzgrasheu im mesophilen Temperaturbereich durchgeführt (siehe Abbildung 1). Ergänzend sind anaerobe Fermentationsuntersuchungen von Rohrglanz-

gras in Kofermentation mit Maissilage und Gülle im Batch- und quasikontinuierlichen Verfahren sowie Verbrennungsversuche geplant.

Das Teilvorhaben 3 (TU Bergakademie Freiberg, Institut für Biowissenschaften, AG Biologie/Ökologie) besteht aus der Optimierung der Wertelementanreicherung. Dabei sollen ausgewählten Rohrglanzgrasgenotypen hinsichtlich ihrer Eigenschaft zur Aufnahme von Wertelementen (Germanium und Seltenen Erden) evaluiert werden. Die Optimierung der Prozesskette (Phytoextraktion und energetische Verwertung) soll zudem durch Ermittlung des optimalen Erntezeitpunktes und Beeinflussung von Boden-Pflanzen-Wechselwirkungen erreicht werden. Als Basis für eine Rentabilitätsabschätzung sollen sowohl Ergebnisse der energetischen Verwertung als auch die stoffliche Zusammensetzung der Reststoffe nach der Fermentation und Verbrennung von Rohrglanzgras, insbesondere deren Gehalt an Germanium und Seltenen Erden, betrachtet werden.

3 Erste Ergebnisse

In Vorversuchen wurden Batchuntersuchungen mit Rohrglanzgrasheu im mesophilen Temperaturbereich durchgeführt (siehe Abbildung 1). Dabei konnten bisher gute Methangasausbeuten von durchschnittlich $0,273 \text{ m}^3$ Methangas pro kg organische Trockensubstanz erreicht werden. Damit liegen diese Ergebnisse unterhalb der ermittelten Werte für die Methangasausbeute von Gras- und Maissilage, aber deutlich höher als die für Landschaftspflege- bzw. KULAP-Gras.

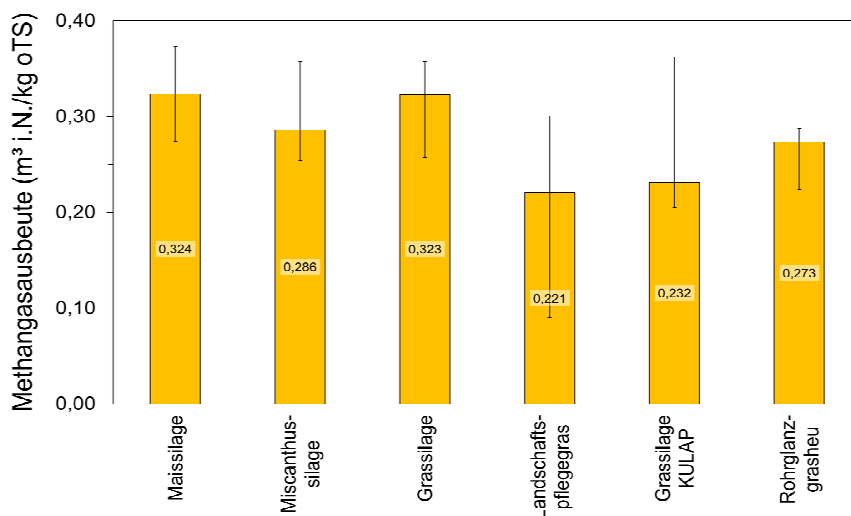


Abb. 1: Vergleich der Methangasausbeute verschiedener NawaRo mit Rohrglanzgrasheu

Die Ergebnisse der Elementanalytik zeigen eine signifikante Anreicherung von Germanium und Seltenen Erden im Gärrest im Vergleich zu dem eingesetzten Rohrglanzgrasheu, was einen vielversprechenden Schritt zur Optimierung des Phytominnings dieser Elemente darstellt (siehe Abbildung 2).

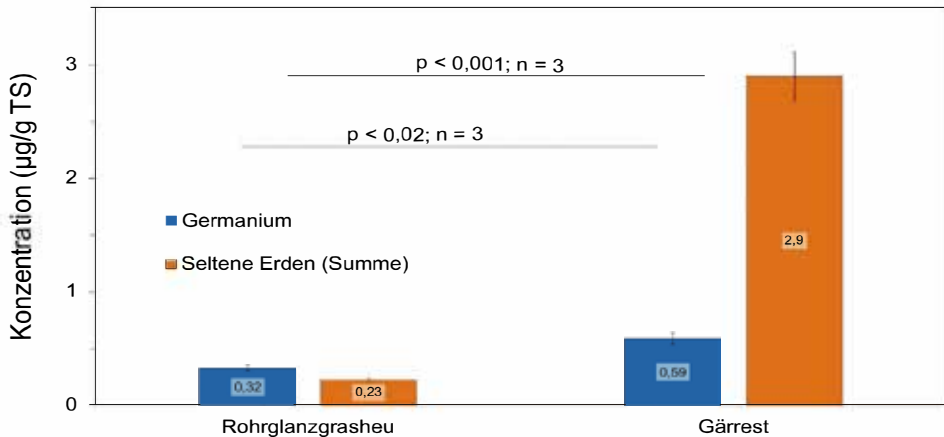


Abb. 2: Konzentration an Germanium und Seltenen Erden in Rohrglanzgrasheu (*Phalaris arundinacea*) und Rohrglanzgrasgärrest. Signifikante Unterschiede wurden durch eine gepaarten t-test ermittelt (n = 3)

Danksagung

Die Autoren danken dem deutschen Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) für die finanzielle Unterstützung dieses Projektes im Rahmen des Förderprogrammes „Nachwachsende Rohstoffe“ der FNR (Förderkennzeichen 22019013 und 22018913; Laufzeit 11/2016 – 10/2019).

Einfluss von Metall(oid)en aus dem Gärsubstrat auf Stabilität und Effizienz von landwirtschaftlichen Biogasanlagen

NICOLAS WEITHMANN, SAMER BACHMAF, BRITTA PLANER-FRIEDRICH, RUTH FREITAG

Projektbeschreibung

Über Gärhilfsmittel sowie über das Gärsubstrat selbst gelangen oft noch weitere, nicht essentielle Komponenten in die Biogasanlage. Selbst in geringer Konzentration, können sie die Stabilität und Effizienz der mikrobiologischen Prozesse in der Anlage maßgeblich beeinflussen. So belegen Studien mit methanogenen Reinkulturen die Möglichkeit einer Bildung von methylierten Metalloidverbindungen in Konkurrenz zur gewünschten Methanbildung, die letztlich zu einer Volatilisierung dieser Elemente führen kann (Thomas et al. 2011).

In unserem Projekt untersuchen wir Ausmaß und Konsequenzen eines solchen Metall(oid)eintrags auf die mikrobiellen Umsetzungen in technischen Biogasanlagen.

Screening der Anlagen

Um einen Überblick über das Vorkommen von Metall(oid)en zu erhalten, wurden 15 landwirtschaftliche Biogasanlagen ausgewählt und der Vergärerinhalt sowie die flüssigen, festen und gasförmigen Produkte der Anlagen, mittels IC-ICP-MS und GC-ICP-MS bezüglich verschiedener Verbindungen untersucht (Abb. 1).

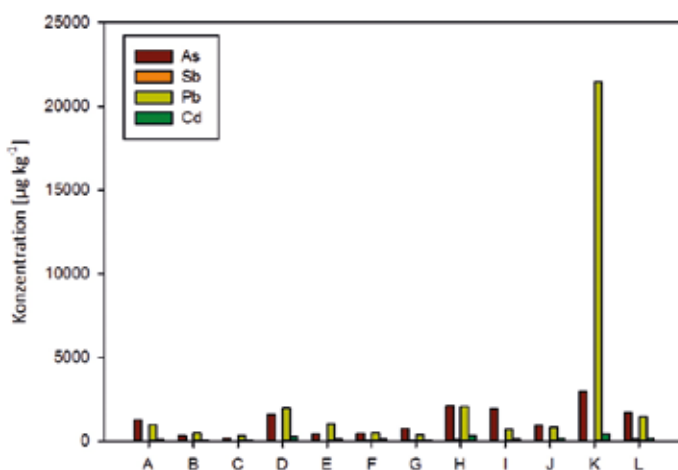


Abb. 1: Metall(oid)-Konzentrationen in den Flüssigphasen der untersuchten Anlagen (A-L) (© Weithmann)

Charakterisierung der Biozönose

Daneben wurde die mikrobielle Biozönose auf molekularer Ebene charakterisiert. Mittels ARISA wurde ein Community-Profil erstellt, anhand dessen Zusammenhänge zwischen der bakteriellen und methanogenen Gemeinschaft und den Metall(oid)-Konzentrationen untersucht wurden.

Satellitenexperimente

Ausgewählte Anlagen aus den Screening-Experimenten (1.1 / 1.2) wurden mittels Satellitenreaktoren auf den Labormaßstab übertragen (Abb.2). Durch gezielte Zugabe von Metalloiden unterschiedlicher Konzentration, wurde deren Rolle auf die Gasbildung- und Zusammensetzung sowie die Auswirkungen auf die mikrobielle Zusammensetzung und den Stoffwechsel untersucht.



Abb. 2: Satellitenreaktoren (© Weithmann)

Literatur

Thomas, F., R. A. Diaz-Bone, et al. (2011) "Connection between multimetal(loid) methylation in methanoarchaea and central intermediates of methanogenesis." *Applied and Environmental Microbiology* 77: 8669-8675

Vergärung von Maissilage: Einfluss der Verweilzeit auf die Biogasbildung und das Mikrobiom

BRIGITTE KEMPTER-REGEL, ANJA GROHMANN, NILS JOST, STEFFEN GÖRNER,
CHRISTIAN GRUMAZ, KAI SOHN

1 Einführung

Im Forschungsprojekt HoLaFlor soll der Betrieb einer Biogasanlage im Technikumsmaßstab mit kurzen Verweilzeiten realisiert werden mit Nachweis einer erhöhten Abbauleistung sowie Charakterisierung der Mikroorganismenflora. Dazu wird eine weitere Technikumsanlage mit herkömmlichem Verfahren (längeren Verweilzeiten) als Referenz parallel betrieben. Hierbei ist das Wissen um die mikrobielle Population und der einzelnen, für den Prozess relevanten Arten allerdings stark limitiert. Deshalb soll basierend auf metagenomischen Analysen eine Charakterisierung dieser Populationen unter beiden Betriebsweisen durchgeführt werden.

2 Vorgehen

Zunächst wurden verschiedene Gärreste hinsichtlich ihrer mikrobiellen Zusammensetzung charakterisiert, und beim Einsatz als Inokulum in einem Screeningverfahren hinsichtlich des zeitlichen Verlaufs der Biogasbildung sowie der Biogasausbeute verglichen (Kempter-Regel et al. 2017). Mit einem so identifizierten Inokulum wurden zwei Biogasanlagen im Technikumsmaßstab in Betrieb genommen und mit Maissilage als Monosubstrat gefüttert. Eine Anlage soll durch sukzessives Verkürzen der Verweilzeit mit einer höheren Raumbelastung betrieben werden. Die Leistungssteigerung soll durch Quantifizierung des substratspezifischen Biogasertrags bzw. der Biogasproduktivität nachgewiesen werden. Als Referenz wird eine baugleiche Biogasanlage, mit gleichem Inokulum und Substrat, jedoch herkömmlicher Betriebsweise mit vergleichsweise langer Verweilzeit (70 Tagen) betrieben. Um mögliche Unterschiede im Mikrobiom der beiden Anlagen zu erfassen und die Dynamik dieser Population zu charakterisieren, werden an festgelegten Zeitpunkten des Prozesses Proben für die Metagenomanalysen genommen. Der Ansatz ermöglicht es, neben den relevanten Mikroorganismen auch die für die Methanausbeute relevanten Stoffwechselwege zu identifizieren.

3 Durchführung

Zwei baugleiche einstufige Anlagen mit einem Volumen von jeweils 130 l wurden mit dem ausgewählten Inokulum sowie Maissilage als Monosubstrat in Betrieb genommen und bei unterschiedlichen Verweilzeiten betrieben. Den beiden Anlagen ist ein gemeinsamer Vorratsbehälter vorgeschaltet, in dem das Substrat Maissilage bevorratet wird und von dem aus es automatisiert den beiden Anlagen regelmäßig mehrmals täglich zugeführt wird. Die Maissilage wurde vor der Vergärung zerkleinert und mit Supplementen (Spurenelement- und Vitaminlösung) versetzt. Die Anlagen werden entsprechend der Betriebstemperatur der Biogasanlage, aus der das Inokulum stammte, thermophil bei 51 °C betrieben (Tab.1). Die Biogasbildung wurde sowohl quantitativ als auch qualitativ online erfasst.

Tab. 1: Betriebsparameter der beiden Anlagen

	Einheit	Anlage 1	Referenzanlage
Inokulum		Gärrest aus der 1. Stufe einer Biogasanlage	Gärrest aus der 1. Stufe einer Biogasanlage
Temperatur	°C	51	51
Substrat		Maissilage	Maissilage
Verweilzeit	d	40	70
TR in	g/kg	60–83	60–83
oTR in	g/kg	56–80	56–80

Zu definierten Zeitpunkten wurden Proben aus beiden Reaktoren gezogen und umgehend bis zur Isolation der DNA bei -80 °C eingefroren. Mittels Isolationskit wurde metagenomische DNA aus den Proben isoliert und Bibliotheken für die Next – Generation-Sequenzierung erstellt.

4 Ergebnisse

Der Betrieb der beiden Anlagen wird vergleichend dargestellt. Insbesondere Ergebnisse des Abbaus von Maissilage als Monosubstrat sowie des Biogas- und Methanertrags werden für die verschiedenen Verweilzeiten beider Anlagen zusammengefasst. Außerdem werden die unterschiedlichen Betriebsweisen der beiden Anlagen hinsichtlich der Biogas- und der Methanproduktivität verglichen. Die mikrobielle Zusammensetzung der beiden Anlagen wird verglichen. Mögliche, für die kürzere Verweilzeit charakteristische Organismen werden identifiziert.

Literatur

Kempter-Regel, B.; Görner, S.; Grohmann, A.; Sohn, K.; Schließmann U. (2017): Biogas production from maize with different inocula in batch reactor. 3rd International Conference on Monitoring & Process Control of Anaerobic Digestion Plants (CMP) March 29–30, 2017 in Leipzig

Danksagung

Wir danken dem Projektträger FNR und dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft für die Förderung des Projekts HoLaFlor „Effizienzsteigerung von Biogasanlagen durch Etablieren der Hochlastfaulung (am Beispiel von Mais) mit Nachweis der Mikroorganismenflora“. Förderkennzeichen FKZ 22011613, im Förderprogramm „Nachwachsende Rohstoffe“, Fördergebiet „Gasförmige Energieträger (Biogas)“, Förderungsschwerpunkt zum Thema: „Mikrobiologische Prozesse in Biogasanlagen“

Silierung von Maisstroh mit anaeroben Pilzen

VERONIKA DOLLHOFER, TONY CALLAGHAN, MICHAEL LEBUHN

1 Einleitung

Der im Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) 2017 festgelegte „Maisdeckel“ limitiert den Einsatz von Getreide und Mais pro Biogasanlage auf 50 % der gesamten Substratmenge. Maisstroh unterliegt der Regelung nicht und könnte die entstandene Substratlücke schließen. Problematisch bei der Nutzung dieses faserreichen Substrats bleiben die Konservierung und die Aufbereitung für die spätere Biogasproduktion. Aus dem Maisstroh lässt sich zwar eine qualitativ hochwertige Silage herstellen, die schlechte Verdichtung macht aber bei der Silage-Lagerung und Entnahme Schwierigkeiten (Ostertag und Fleschhut 2016). Eine Vorbehandlung des Maisstrohs zur Verbesserung des Faseraufschlusses und somit der Verdichtung ist daher essentiell.

Neben anderen Aufbereitungsmethoden, soll auch eine Silierung mit anaeroben Pilzen (AnP) getestet werden. Diese leben im Verdauungstrakt von Pflanzenfressern und sind für ihre Fähigkeiten bekannt, pflanzliche Biomasse enzymatisch und mechanisch zu zersetzen (Abb. 1a). Eine Silierung mit AnP könnte, wie bereits für die Silierung von Reisstroh gezeigt (Lee et al. 2015), zu einer verstärkten Zersetzung und Verdaulichkeit des Maisstrohs führen und so diesen bisher wenig genutzten Rohstoff weiter für die Biogasproduktion erschließen.

Es gilt daher Methoden zu entwickeln, um eine Silierung mit anaeroben Pilzen in der Praxis zu ermöglichen. Erste Ergebnisse zur Anzucht unkonditionierter AnP auf für den Einsatz in der landwirtschaftlichen Praxis geeigneten Nährmedien werden hier vorgestellt.

2 Material und Methoden

Zur Anzucht von AnP wurden ein Grassilage und ein Rindermist basiertes Nährmedium hergestellt. Dazu wurden beide Naturstoffe in destilliertes Wasser aufgenommen und 2 Stunden gerührt. Die wässrige Phase wurde abfiltriert. Das gewonnene Silage- und Rindermist-Extrakt wurde mit anaeroben Salzlösungen und für weitere Varianten mit Hefeextrakt vermischt und 3 Stunden mit CO₂ begast. Die fertigen Medien wurden autoklaviert. Zur Anreicherung von unkonditionierten AnP wurden sie mit einem Kotgemisch von insgesamt 20 verschiedenen Tieren beimpft. Die AnP-Kulturen wurden alle

7 Tage überimpft. Das Wachstum der AnP wurde mikroskopisch überwacht und die Zusammensetzung der Pilzpopulation über die Analyse des 28S rRNA Gens (LSU) bestimmt (Dollhofer et al. 2016).

3 Ergebnisse und Diskussion

In dieser Studie sollten gezielt für die Silierung geeignete AnP Mischkulturen angereichert werden. „Laborstämme“ sind häufig an optimale Bedingungen gewöhnt und nicht mehr an widrige Umgebungen anpassbar. Die direkte Anreicherung von unkonditionierten AnP aus einem Tierkot-Mix gelang auf allen getesteten Nährmedien. Normalerweise werden AnP auf einem komplexen Nährmedium gezüchtet, dieses enthält: Antibiotika, Zucker, Pansensaft, Hemin, Hefeextrakt, Trypton, Reduktionsmittel und Resazurin, einen Redox-Indikator (Callaghan et al. 2015). Die meisten dieser Stoffe sind bei der Silierung von Maisstroh unerwünscht. Die hier entwickelten Medien enthielten lediglich Salzlösung, Grassilage- oder Rindermist-Extrakt, Reduktionsmittel (NaHCO_3) und teilweise Hefeextrakt, und könnten bedenkenlos auch in der Landwirtschaft eingesetzt werden. Unsere Ergebnisse zeigen, dass es möglich ist, AnP ohne den Zusatz von komplexen chemischen Stoffen anzureichern und so für den Praxiseinsatz vorzubereiten.

Das Grassilage-Medium schnitt dabei im Vergleich besser ab, da auf diesem ein stärkeres kontinuierliches Pilzwachstum nachgewiesen werden konnte. Mit Hefeextrakt ergab sich demgegenüber hinsichtlich des AnP Wachstums kein Unterschied, die vorhandenen Pilzpopulation waren aber leicht verschieden (Abb. 1b).

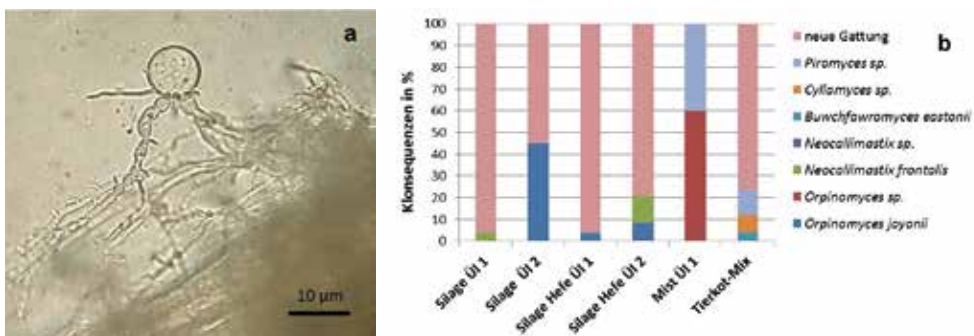


Abb. 1: a) Lichtmikroskopische Aufnahme des Wachstums des AnP *Neocallimastix cameroonii* auf Weizenstroh; b) Zusammensetzung der AnP-Population in den getesteten Medien, analysiert anhand des 28S rRNA Gens; Ü1= Überimpfung (© LfL)

Die Diversität der AnP war auf den getesteten Medien im Vergleich zum Tierkot-Mix geringer (Abb. 1b). Auffällig war hierbei, dass sich auf dem Grassilage-Medium neben der Gattung *Neocallimastix* hauptsächlich Vertreter einer neuen unklassifizierten Gattung durchsetzten. Auch auf dem Rindermist-Medium konnten sich zunächst AnP der Gattungen *Orpinomyces* und *Piromyces* ansiedeln, jedoch starben die Pilze bereits nach der ersten Überimpfung ab.

Die hier entwickelten vereinfachten Kultivierungsmethoden sind ein erster Schritt in Richtung praktischer Anwendung der AnP und ermöglichen den Start erster praxisrelevanter Silierversuche.

Literatur

- Callaghan, T.M.; Podmirseg, S.M.; Hohlweck, D.; Edwards, J.E.; Puniya, A.K.; Dagar, S.S.; Griffith, G.W. (2015): *Buwchfawromyces eastonii* gen. nov., sp. nov.: a new anaerobic fungus (Neocallimastigomycota) isolated from buffalo faeces. *MycKeys*, 9, pp. 11-28
- Dollhofer, V.; Callaghan, T.M.; Dorn-In, S.; Bauer, J.; Lebuhn, M. (2016): Development of three specific PCR-based tools to determine quantity, cellulolytic transcriptional activity and phylogeny of anaerobic fungi. *Journal of Microbiological Methods*, 127, pp. 28-40
- Lee, S.M.; Guan, L.; Eun, J.S.; Kim, C.H.; Lee, S.; Kim, E.; Lee, S. (2015): The effect of anaerobic fungal inoculation on the fermentation characteristics of rice straw silages. *Journal of applied microbiology*, 118(3), pp. 565-573
- Ostertag, J.; Fleschhut, M. (2016): Untersuchungen zum Einfluss von Sorte, Erntetermin und Ernteverfahren auf den Ertrag und die Eignung von Maisstrohsilage als Substrat für die Biomethanzeugung. in: *LfL-Schriftenreihe*, 6, DMK-Tagung Futterkonservierung und Fütterung, (Eds.) T. Eittle, D. Straet, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. Freising-Weihenstephan, pp. 65-78

Isolierung und Identifizierung von aeroben und anaeroben Pilzen entlang ein- und zweistufiger Biogasprozesse

DIANA YOUNG, VERONIKA DOLLHOFER, TONY CALLAGHAN, STEFAN REITBERGER,
MICHAEL LEBUHN, J. PHILIPP BENZ

1 Einleitung

Die Zukunft der Biogastechnologie liegt auch in der Verwendung von lignocellulose-reichen Reststoffen. Bakterien und methanogene Archaeen können im Biogasprozess eine Vielzahl organischer Stoffe zu Biogas umwandeln. Schwerverdauliche Lignocellulose können sie aber kaum verwerten, was die Methanproduktion aus solchen Substraten erschwert. Pilze erfüllen eine Schlüsselfunktion bei der Zersetzung von Pflanzenmaterial und können Lignocellulose spalten. Aerobe Pilze (AeP) sind dabei als Destruenten in der Natur aktiv, anaerobe Pilze (AnP) beim Abbau von Fasern im Verdauungstrakt von Wiederkäuern (Akin und Borneman, 1989). Beide Pilzgruppen könnten also die Nutzung lignocellulosereicher Reststoffe in Biogasanlagen (BGAs) verbessern helfen. Informationen über ihr Vorkommen und ihren Beitrag zum Faseraufschluss in landwirtschaftlichen BGAs, insbesondere in den Hydrolysebehältern, sind aber nur sehr begrenzt vorhanden.

Ziel dieser Studie war es, AeP und AnP aus vier laufenden ein- und zweistufigen BGAs zu charakterisieren, um Kenntnisse über ihre Präsenz, ihr Überleben und ihre enzymatische Aktivität im Biogas-Umfeld zu gewinnen.

2 Material und Methoden

AeP wurden isoliert, in Morphotypen klassifiziert und über die Amplifikation der „Internal transcribed spacer region 1“ molekulargenetisch identifiziert. Daneben wurden Proben von Hydrolyse, Fermenter und Gärproduktlager molekulargenetisch durch die Amplifikation der großen ribosomalen Untereinheit (LSU; 28S rRNA) auf AnP untersucht und diese phylogenetisch eingeordnet (Dollhofer et al., 2016). Zum Nachweis ob AnP auch cellulolytisch aktiv waren, wurden Endoglucanase mRNA-Transkripte mittels RT-qPCR quantifiziert. Um genaue Angaben zu den BGAs und den untersuchten Biogasprozessen zu machen, wurden die betriebstechnischen Parameter (pH, Sauerstoff, Temperatur, Biogasqualität und Methanproduktionsrate) für alle Probenzeitpunkte in jeder BGA registriert und verglichen.

3 Ergebnisse und Diskussion

AeP und AnP wurden ausschließlich in Fermentern mit eher saurem Milieu gefunden. In den eher basischen Proben aus Fermentern und Gärrestlagern wurden keine Pilze gefunden. AnP waren nur in BGA-D, der einzigen Anlage mit Einsatz von Rindergülle, vorhanden und enzymatisch aktiv (Abb. 1). BGA-Ds atypisch saurer Fermenter (pH 6,6) zeigte interessanterweise mehr Ähnlichkeiten mit einer Hydrolysestufe.

Die Pilzgemeinschaft unterschied sich je nach Substratart und dem Zersetzungsgrad des Input. Vertreter der Zygomycota wurden hauptsächlich in BGAs mit Mais-Einsatz (leicht abbaubare Kohlenhydrate) isoliert, während Ascomycota beim Einsatz von lignocellulosereichen Substraten wie Roggen und Triticale gefunden wurden. Vertreter der Basidiomycota (z.B. *Coprinopsis* sp.) wurden vorwiegend auf Pressfasern (schwer zersetzbare Lignocellulosestrukturen) nachgewiesen. Weiterhin wurden ein unklassifizierter thermophiler Ascomycet (Gruppe bekannt für thermostabile enzymatische Aktivität; Maheshwari et al., 2000) und *Trichoderma capillare* (aus Hydrolyse BGA-B) als interessante cellulolytische Pilze gefunden.

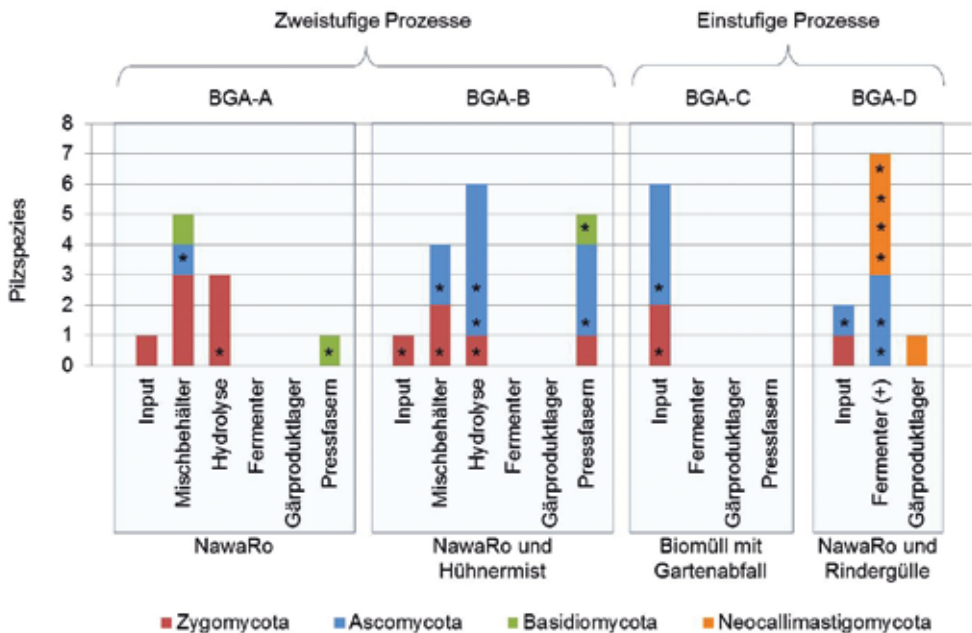


Abb. 1: Anzahl aerober (Zygomycota, Ascomycota und Basidiomycota) und anaerober (Neocallimastigomycota) Pilzspezies, die in den Kompartimenten der BGAs gefunden wurden.

* = lignocellulolytische Pilze. (+) = pH 6,6 im Fermenter.

Die Verteilung der lignocellulolytischen Pilze (* in Abb. 1) auf verschiedene Stufen des Biogasprozesses zeigt die Möglichkeit auf, solche Pilz-Taxa für bestimmte Schritte zu nutzen. Die Pilze sollen nun in-situ auf ihre spezifische Enzymaktivität getestet werden um zu prüfen, welche Stämme sich für eine Bioaugmentation eignen. Dadurch könnte die Gasausbeute aus faserreichen Reststoffen gesteigert, die Verweilzeit reduziert und die Nutzung wirtschaftlicher gestaltet werden.

Literatur

- Akin, D.E. and Borneman, W.S. (1989): Role of rumen fungi in fiber degradation. *Dairy Sci.*, 73:3023-3032
- Dollhofer, V.; Callaghan, T.M.; Dorn-In, S.; Bauer, J. and Leubhn, M. (2016): Development of three specific PCR-based tools to determine quantity, cellulolytic transcriptional activity and phylogeny of anaerobic fungi. *J Microbiol Methods*, 127:28-40.
- Maheshwari, R.; Bharadwaj, G. and Bhat, M.K. (2000): Thermophilic Fungi: Their Physiology and Enzymes. *Microbiol Mol Biol Rev.*, 64(3): 461-488.

Einfluss verpilzter Einsatzstoffe auf den Biogasprozess und die hygienischen Eigenschaften von Gärresten

MATHIAS HARTEL, FABIAN LICHTI, MICHAEL LEBUHN, BERNHARD MUNK,
VERONIKA DOLLHOFER, KATRIN HARMS, KARSTEN MEYER,
JOHANNES OSTERTAG, MARIANA SCHNEIDER

1 Einleitung

Bei Silagen kann es durch fehlerhafte Silierung neben dem reinen Masseverlust durch mikrobiellen Abbau auch zur Bildung von Sekundärmetaboliten durch das Wachstum von Schimmelpilzen kommen und diese können sowohl toxische als auch antibiotische Wirkungen zeigen (Mitchell et. al. 2013). Die gebildeten Mykotoxine stehen im Verdacht, die Stoffwechselaktivität der Mikroorganismen in Biogasanlagen beeinträchtigen zu können und somit möglicherweise die Effizienz einer Anlage zu beeinflussen (Richter et al. 2009, Morgavi et al. 2013). Deren Metabolismus im komplexen Biogasprozess und der Verbleib im Gärrest sind jedoch weitgehend unbekannt.

2 Material und Methoden

Für die Prüfung des Einflusses von Mykotoxinen auf die Stabilität des Biogasprozesses wurden zunächst im Minibatchsystem verschiedene Mykotoxine in Reinform getestet und die Auswirkung auf die Aktivität verschiedener Gärgemische abgebildet. Die Biogasproduktivität als ein Parameter des Biogasprozesses wurde dabei kontinuierlich mit Hilfe von automatischen Drucktransmittern (ATM/N, STS) und die Gaszusammensetzung regelmäßig am Gaschromatographen analysiert.

Für die Belastungstests im Durchflussverfahren, in Anlehnung an die VDI 4630 (Anonymus 2016), sind zunächst im Vorfeld Maissilagen mit den toxinbildenden Schimmelpilzen *Monascus ruber*, sowie *Penicillium roqueforti* artifiziell verschimmelt worden und im anschließenden Versuch kontinuierlich gefüttert worden. Die dabei produzierte Biogasmenge wurde nach einem automatisierten Verfahren erfasst und in regelmäßigen Abständen auf die Zusammensetzung untersucht.

Versuchsbegleitend wurden alle getesteten Varianten molekularbiologisch und hinsichtlich einer möglichen Beeinträchtigung durch die Mykotoxine auf mikrobiologische Prozessindikatoren untersucht. Aussagen zur Stabilität der Substanzen in den Gärresten und Untersuchungen auf deren Gehalt an Mykotoxinen erfolgten mittels LC-MS.

3 Ergebnisse

Die Ergebnisse aus den Minibatchversuchen deuten an, dass Effekte vom Zustand des Fermenterinhalt abhängen können und die Konzentration des zugegebenen Stoffes von Bedeutung ist. Von den untersuchten Mykotoxinen in Reinform zeigte lediglich die Mykophenolsaure eine signifikante, konzentrationsabhängige Hemmung auf die Biogasproduktion. Die molekularbiologischen Untersuchungen lieferten allerdings bisher auch auf der Ebene der Transkription keine Erklärung für die reduzierte Gasproduktion.

In den Belastungstests (Abb. 1) zeigte die Variante *Monascus ruber* als erste eine Prozessstörung auf, gefolgt von *Penicillium roqueforti*. Die begleitende Untersuchung der Gärreste ergab sowohl für Monakolin KS+KL, als auch für Roquefortin C eine Zunahme der Konzentration über den gesamten Versuchsverlauf. Die Ergebnisse zur Gaszusammensetzung, zu nasschemischen Analyseparametern und den mikrobiologischen Analysen zeigten keine Unterschiede zur Kontrolle.

Das Vorhaben wurde vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie gefördert.

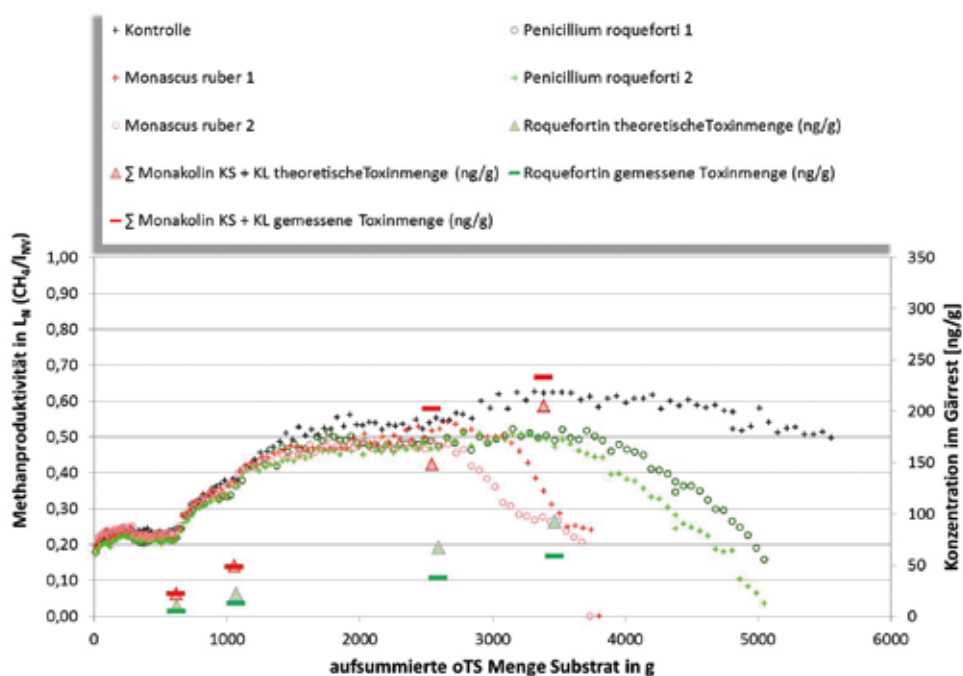


Abb. 1 Entwicklung der Methanproduktivität der getesteten Varianten im Belastungstest

Literatur

Anonymus (2016): Vergärung organischer Stoffe - Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche. VDI Richtlinie 4630, Verein Deutscher Ingenieure.

Mitchell, S. M.; Ullman, J. L.; Teel A. L.; Watts, R. J.; Frear C. (2013): The effects of the antibiotics ampicillin, florfenicol, sulfamethazine and tylosin on biogas production and their degradation efficiency during anaerobic digestion. *Bioresource Technology* 149. 244-252.

Morgavi D.P., Martin C, Boudra H, (2013): Fungal secondary metabolites from *Monascus* spp. Reduce rumen methane orpduction in vitro and in vivo. *Journal Of Animal Science* 2013.91:848-860

Richter, W.; Zimmermann, N.; Abriel, M.; Schuster, M.; Kölln-Höllrigl, K.; Ostertag, J.; Meyer, K.; Bauer, J.; Spiekers, H. (2009): Hygiene bayerischer Silagen – Controlling am Silo. Schriftenreihe, Nr. 9, Hrsg: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

Optimierung der Methanausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen (OPTI-METHAN)

MARÍA ALEJANDRA MUÑOZ RICAURTE, CHRISTIANE HERRMANN

1 Projektziel

Ziel des Projektes „Opti-Methan“ (FNR, FKZ 22404715) ist die Anwendung und Erweiterung eines Berechnungsmodells zur Effizienzsteigerung in Praxisbiogasanlagen. Mit dem Modell können die Zusammenhänge zwischen Fütterung, Verweilzeit, Raumbelastung, Temperatur und der Methanproduktion im Fermenter sowie der Lagerzeit und Rest-Methanbildung im Gärrestlager aufgezeigt werden. In Labor- und Praxisuntersuchungen aufgenommene Daten sollen als Grundlage für eine Online-Berechnungssoftware zur Bilanzierung der Prozesskette Fermenter–Nachgärer–Gärrestlager sowie zur Optimierung der Prozessführung bzw. der Auslegung von Biogasanlagen dienen (Abb. 1).

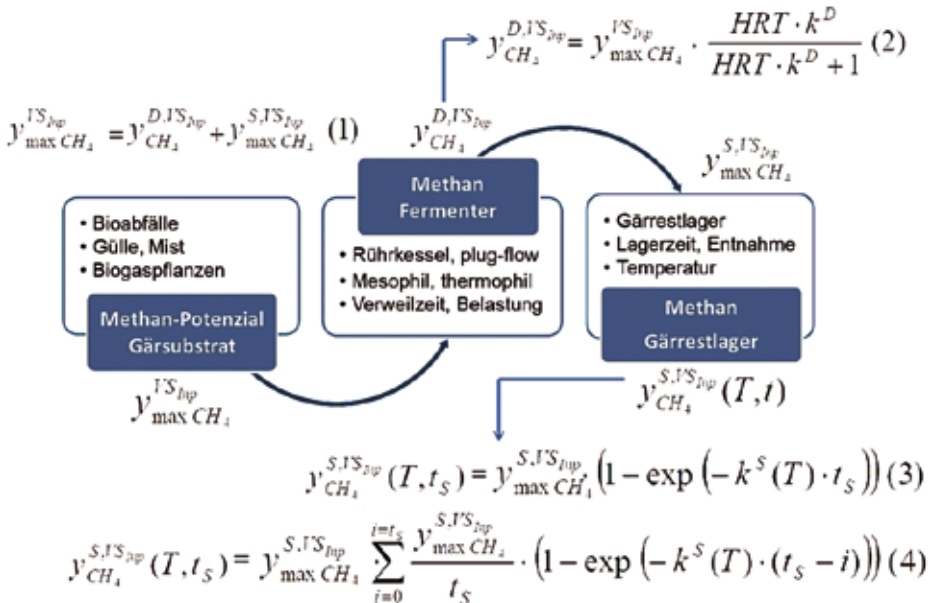


Abb. 1: Methanausbeute in der Prozesskette Fermenter/Nachgärer-Gärrestlager

2 Methodik

2.1 Erhebung Praxisrelevanter Basisdaten

Für die Anwendung des Berechnungsmodells sind Basisdaten notwendig, die in Praxisversuchen gewonnen werden. Mittels umfangreichen Analysen und der Erfassung von Daten in Praxisanlagen werden Basiswerte zu Methanausbeuten und Reaktionsgeschwindigkeiten der Methanbildung verschiedener Substratmischungen, in Abhängigkeit der Prozessparameter, unter Praxisbedingungen gewonnen.

2.2 Messung der Methanpotenziale der Gärsubstrate

Informationen zu der maximal möglichen Methanbildung aus den Einzelsubstraten und Substratmischungen, bei theoretisch vollständiger Umsetzung der im Gärprozess abbaubaren organischen Substanz, werden in Batch-Gärtests nach VDI 4630 gewonnen.

2.3 Ermittlungen von Gärrestpotenzialen

Zur Ermittlung der maximalen Methanfreisetzung aus anfallenden Gärresten werden Lagerungsversuche (60 d) mit frischem Zulauf zum Endlager bei verschiedenen Temperaturen durchgeführt. Die Daten bilden die Grundlage für die Berechnung der Gärrestpotenziale sowie einer Abschätzung der tatsächlichen Methanbildung aus den Gärresten unter realen Temperaturbedingungen im Endlager.

2.4 Kontinuierliche Langzeitversuche

Ergänzend zu den Datenerhebungen auf Praxisanlagen sollen sechs kontinuierliche Langzeitversuche in Rührkesselfermentern, über eine Versuchszeit von vier hydraulischen Verweilzeiten mit Rinder- und Schweinegülle in Mono-Vergärung bzw. Co-Vergärung mit NawaRos zu unterschiedlichen Anteilen, durchgeführt werden. Zwei dieser Substratmischungen stammen von ausgewählten Praxisanlagen. Dies ermöglicht sowohl eine Überprüfung der Plausibilität der Daten aus den Praxisversuchen, als auch eine Erweiterung des Substratmix-Spektrums (Abb. 2).

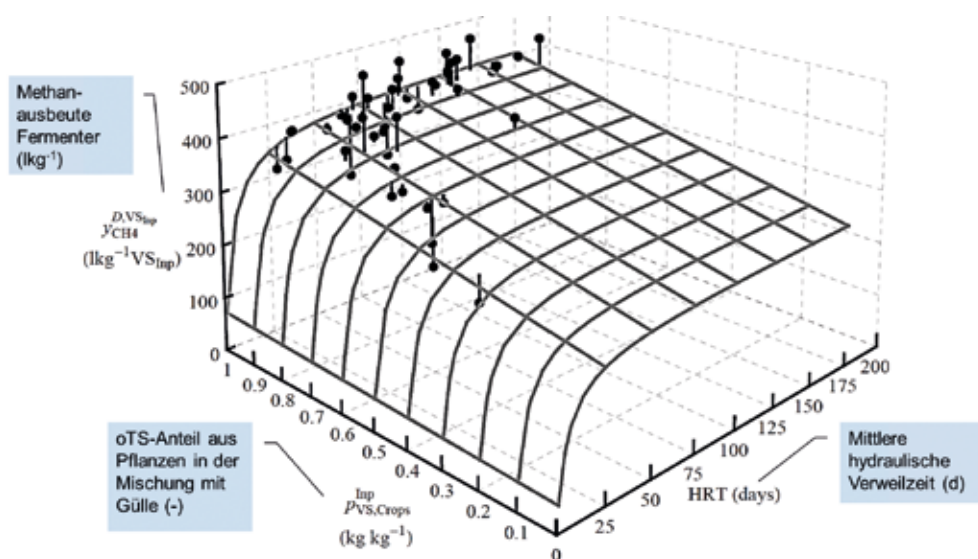


Abb. 2: Methanausbeute und oTS-Anteile aus Pflanzen in der Mischung mit Gülle als Funktion der hydraulischen Verweilzeit

Literatur

Linke, B.; Muha, I. (2015): Modell zur Ermittlung von Methanausbeuten aus Biogasanlagen in der Prozesskette Fermenter – Nachgärer – Endlager. In: KTBL-Schrift 508. Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven. FNR/KTBL-Kongress, 22.-23.09.2015 in Potsdam, Darmstadt, S. 182-194

Die Vitalitätsanalyse – Differenzierte Bewertung hydrolytischer Aktivität von Fermenterproben

KAROLA ELBERG, JÜRGEN LENZ, UTE HABERMANN, MICHAEL NELLES

1 Beschreibung Vitalitätsanalyse

Die neu entwickelte Vitalitätsanalyse ermöglicht eine differenzierte Charakterisierung der individuellen Abbauleistung eines Fermenters, in Bezug auf bestimmte Zellwandkomponenten. Maßgeblich hierfür ist der in der Fermenterprobe enthaltene Anteil der hydrolytisch aktiver Bakterien und NSP-spaltender Enzyme. Die Implementierung der Methode in Form eines neuen, automatisierten Mikrogasmesssystems ermöglicht eine zeitlich und räumlich hocheffiziente Durchführung des Tests mit Blick auf den künftigen Routineeinsatz. Die Nutzungsmöglichkeiten der Vitalitätsanalyse in der Praxis sind vielfältig. Zusätzlich zur Beurteilung der hydrolytischen Aktivität der Fermenterprobe könnte sie beispielsweise als ergänzende Entscheidungsgrundlage über Notwendigkeit und Art einer Optimierungsmaßnahme, z.B. spezifisch wirkender Additive, als auch der Erfolgskontrolle dienen.

Methodik

Für die Vitalitätsanalyse werden jeweils 5 ml einer geeignet vorbehandelten Fermenterprobe in einem miniaturisierten Batchansatz mit (derzeit) drei standardisierten Substraten (Mikrokristalline Cellulose, Buchenholz-Xylan, Zitrus-Pektin), die jeweils eine Hauptfraktion der pflanzlichen Zellwand repräsentieren, beimpft. Als Reaktoren dienen 20 ml-GC-Vials, welche mittels Butylstopfen und Bördelkappe gasdicht verschlossen werden. In definierten Intervallen wird während der Inkubation bei konstanter Temperatur der Druckanstieg in den Vials durch einen mit Relativdrucksensoren ausgestatteten, speziell für diese Zwecke entwickelten Autosampler automatisch und periodisch gemessen und protokolliert. Output der Messung ist ein Satz individueller Gasbildungskurven, deren kinetische Charakteristika in Gestalt eines Parametersatzes mithilfe von Methoden der modellfreien Kurvenanpassung bestimmt werden. Diese Parameter dienen der Beurteilung der substratspezifischen Hydrolyseleistung der Fermenterprobe.

2 Ergebnisse

Eine Studie, in der verschiedene Fermenterschlämme mit Hilfe der Vitalitätsanalyse untersucht wurden, offenbarte eine große Vielfalt bezüglich der kinetischen Charakteristika der Fermenterschlämme (Abb. 1). Die Ergebnisse der Untersuchungsreihe spiegeln jedoch lediglich den Zustand der hydrolytisch aktiven Biozönose zu einem einzigen Zeitpunkt wieder. Über die Persistenz der Kennwerte konnte bisher keine Aussage getroffen werden. In einer anschließenden Untersuchung wurden daher drei landwirtschaftliche Biogasanlagen über die Dauer von bis zu 28 Wochen regelmäßig beprobt und einer Vitalitätsanalyse unterzogen. Dabei wurden neben Parameter der Fermenteranalytik (TS, oTS, pH, FOS/TAC, Leitfähigkeit, Gärssäuren, Ammoniumstickstoff und Spurenelementanalyse) auch zusätzlich Daten des Substrateinsatzes sowie der Stromproduktion zur Ermittlung der Effizienz der Anlage erhoben. Die Effizienz wurde als Quotient aus produzierter Strommenge zu eingesetzter Substratmasse in Form von Maisäquivalenten abgebildet.

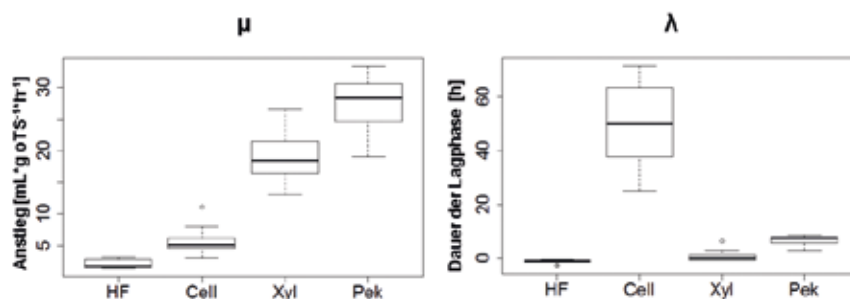


Abb. 1: Kinetische Parameter des Datensatzes aus Studie mit 11 Biogasanlagen

Über die Dauer von sieben Monaten konnte bei gleichbleibenden Substratrationen die Persistenz kinetischer Kennwerte und speziell der individuellen Muster der Kennwerte der Gasbildung aus Cellulose, Xylan und Pektin dokumentiert werden. Änderungen der Fütterung spiegelten sich im Kurvenverlauf und den abgeleiteten Kennwerten wieder. Die Ergebnisse einer Korrelationsanalyse nach SPEARMAN zeigte darüber hinaus starke Zusammenhänge zwischen ausgewählten kinetischen Parametern und der Effizienz der Anlage. Dabei stach besonders die Dauer der Lagphase der Cellulose hervor (Abb. 2).

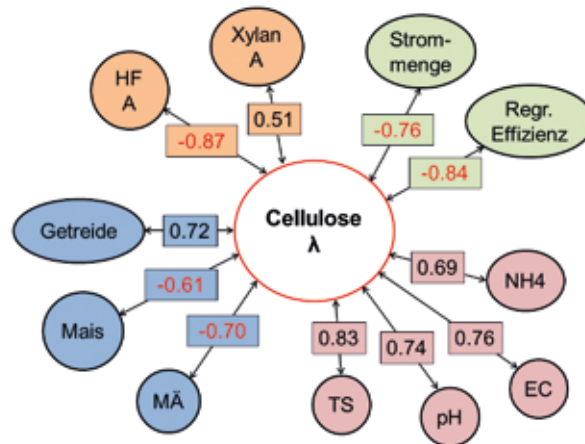


Abb. 2: Relationen zwischen Lagphase der Cellulose und weiteren Parametern

Mechanische Zerkleinerung als Substratvorbehandlung zur Biogasproduktion: Überprüfung im Labormaßstab

DIANA ANDRADE, JOHANNA BARTH, FABIAN LICHTI

1 Problemstellung

Ein tiefgreifendes Verständnis der Effekte von der mechanischen Substratzerkleinerung auf den Biogasprozess sowie ein unabhängiger Vergleich der Marktlösungen sind längst überfällig. Herstellerfirmen versprechen eine Erhöhung der Biogasausbeute bis zu 20 % durch mechanische Zerkleinerung als Vorbehandlung. Diese Angabe wurde bis jetzt noch nicht wissenschaftlich verifiziert. In diesem Forschungsvorhaben wurden die Effekte von der mechanischen Zerkleinerung als Vorbehandlung von landwirtschaftlichen Biogassubstraten auf die Biogasproduktivität und/oder die anaerobe Abbaukinetik geprüft. Durch die Laborexperimente am Institut für Landtechnik und Tierhaltung (ILT) der Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft und die vereinzelt durchgeführten Praxistests wurde ein unabhängiger wissenschaftlich-technischer Vergleich von verfügbaren Marktlösungen durchgeführt.

2 Ziele

- Nachstellung der Zerkleinerungsprozesse im semikontinuierlichen Durchflussversuch,
- Untersuchung der Wirkung der mechanischen Substrataufbereitung auf den gesamten Biogasprozess,
- Bestimmung des möglichen Einflusses von der Substratbehandlung auf den anaeroben Abbau und dessen Kinetik.

3 Material und Methoden

Zwei verschiedene der am Markt vorherrschend angebotenen mechanischen Zerkleinerungstechnologien (TECH A und TECH D) wurden im Durchflussversuch verglichen. Maissilage und Rindermist dienten dabei als Biomassesubstrate. Im Durchfluss (einstufige Fermenter mit einem Arbeitsvolumen von 28 l) wurden die zwei Zerkleinerungsmethoden mit den definierten Substratmischungen bei täglicher Fütterung geprüft. In diesem Versuch lag der Schwerpunkt darin, langfristig wichtige Effekte auf die Fermenta-

tion und Gasbildung unter Steady State Bedingungen zu untersuchen. Mit einer schrittweisen Steigerung der Raumbelastung, konnte die Belastbarkeit des jeweiligen Systems ergründet werden. Als Parameter zur Beurteilung dienten Gasmenge und -zusammensetzung, aber auch die Konzentration der organischen Säuren im Fermenter sowie der erreichte Abbaugrad.

4 Ergebnisse und Diskussion

Die Technologie A mit der Variante Maissilage zeigte eine Steigerung der Methanproduktivität um ca. 8 % als Mittelwert bis zur Raumbelastungsstufe $2,5 \text{ kg oTS} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$ gegenüber der unbehandelten Variante. Technologie D konnte eine geringere Steigerung der Methanproduktivität gegenüber Technologie A erzielen. Der positive Effekt der mechanischen Aufbereitung durch Technologie D auf den Biogasprozess blieb bei ca. 6 % bis zu einer Raumbelastung von $2,5 \text{ kg oTS} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$. Bis zum aktuellen Auswertungsverlauf gab es demnach keinen eindeutigen Unterschied auf die Steigerung der Methanbildung zwischen den zwei ausgewählten Technologien bei der Variante Hauptsubstrat Maissilage.

Bei der Betrachtung des Methanbildungsanteigs durch die mechanische Aufbereitung bei der Variante Rindermist ist der positive Effekt auf die Methanproduktion deutlich höher als bei der Variante Maissilage. Der positive Effekt der Zerkleinerung durch die

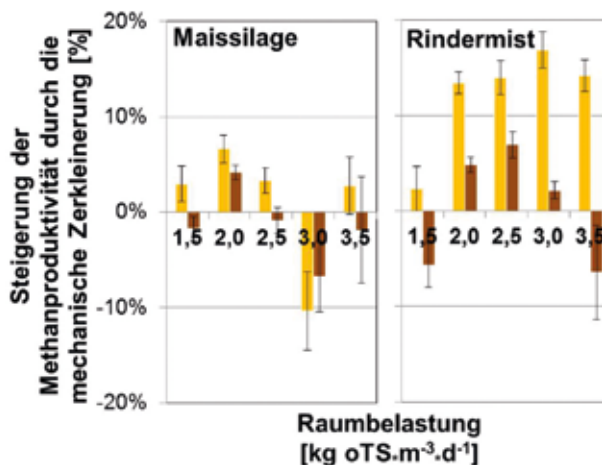


Abb. 1: Steigerung der Methanproduktivität durch die mechanische Behandlung im Vergleich zu den Kontrollproben im semi-kontinuierlichen Durchflussversuch – Substrate Maissilage und Rindermist – Technologien A und D

Technologie A stieg stetig bei jeder Erhöhung der Raumbelastung bis zu einem maximalen Wert von 22 % bei der Raumbelastungsstufe $3,0 \text{ kg oTS} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$ gegenüber dem unbehandelten Material an. Die Technologie D erreichte im Vergleich zur Technologie A bei Rindermist eine geringere Steigerung der Methanbildung durch die mechanische Zerkleinerung des Hauptsubstrates. Im Durchschnitt erreichte die Technologie D eine Steigerung der Methanproduktivität um ca. 9 % bis zur Raumbelastungsstufe $3,0 \text{ kg oTS} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$. Zusammenfassend konnte durch die Zerkleinerung des Rindermistes durch Technologie A eine höhere Methanbildung als bei Technologie D festgestellt werden.

Projektpartner

APMA Service GMBH, Landwirtschaftliche Untersuchungs- und Forschungsanstalt (LUFA) Nord-West, Technische Universität Braunschweig - Institut für Siedlungswasserwirtschaft.

Danksagung

Wir danken dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) und der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) für die Förderung des Projektes „Systematische Evaluation der mechanischen Zerkleinerung als Substratvorbehandlung in der Biogaserzeugung BIOSCHRED“, Teil 3 (FKZ 22031214).

Zweiphasige Vergärung von Zuckerrüben zur Biomethanherzeugung – Verfahrenstechnische Optimierung der Konservierung und der Konversion zur Steigerung der Energieausbeute

ELZBIETA KUMANOWSKA, SIMON ZIELONKA, HANS OECHSNER

1 Biogasproduktion aus Zuckerrüben

Die Biogasanlagen in Deutschland werden meistens mit Gülle und Maissilage beschickt. Aus ökologischen Gründen werden ökonomisch gleichwertige Substrate zur Biogasproduktion gesucht. Die Zuckerrübe stellt eine interessante Alternative dar, wegen folgender Vorteile:

- hoher Biomassertrag und hohe Biogasausbeute (Weißbach, F. 2009),
- hoher Abbaugrad (Kraak et al. 2010),
- sehr kurze Konversionszeit (geringer Anteil an unvergärbaren Lignin).

2 Ziele des Projektes

Das Verbundprojekt der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie der Universität Hohenheim und der Firma Novatech GmbH ist in zwei Teilprojekte untergliedert.



Abb. 1: Experimental Silos an der Versuchsstation „Unterer Lindenhof“ (© E. Kumanowska)

2.1 Teilprojekt 1

Es gibt verschiedene Lagerungsverfahren, die alle ähnliche Probleme aufweisen (Deininger 1995). Es ist bisher keine kostengünstige Lösung für eine verlustarme Lagerung am Markt verfügbar. Das Ziel des Teilprojektes ist die Entwicklung einer neuen, optimalen Konservierungstechnik für Zuckerrüben als Biogassubstrat und die Durchführung von Laborversuchen mit derart silierten Rüben, zum Vergleich mit herkömmlichen Konservierungsverfahren.

2.2 Teilprojekt 2

Während der einphasigen Biogasproduktion kommt es zu Problemen mit der Prozessstabilität und Prozesskontrolle durch die schnelle und intensive Säurebildung, sowie zu intensiver Schaumbildung (Svensson et al. 2014). Zweiphasige Biogasverfahren weisen vor allem bei den Zuckerrüben große Vorteile auf (Stoyanova et al. 2014). Die Gefahr der Versäuerung besteht nicht und es wird durch den Einsatz spezieller Hochleistungs-methanreaktoren eine schnelle Vergärung bei höherer Raumbelastung erreicht. Das erzeugte Biogas hat einen Methangehalt von bis zu 80 %.

Das Ziel des Teilprojektes 2 ist die Entwicklung eines Verfahrens auf Basis von Zuckerrüben zur Erzeugung eines hochkalorischen Biogases.

Literatur

- Weißbach, F. (2009): „Das Gasbildungspotenzial von frischen und silierten Zuckerrüben bei der Biogasgewinnung“, Landtechnik 64
- Krakat, N.; Westphal, A.; Satke, K.; Schmidt, S.; Scherer, P. (2010): „The microcosm of a biogas fermenter: Comparison of moderate hyperthermophilic (600C) with thermophilic (550C) conditions“, Eng. Life Sc., 10(6)
- Deininger, A. (1995): „Flüssig konservierte Beta-Rüben in der Rinderfütterung – Verfahrenstechniken und Leistungsfähigkeit“, Dissertation, Universität Hohenheim
- Svensson, Björnsson, Mattiasson (2014): „Enhancing performance in anaerobic high-solids stratified bed digesters by straw bed implementation“, Bioresource Technology
- Stoyanova, E.; Forsthuber, B.; Pohn, S.; Schwarz, Ch.; Fuchs, W.; Bochmann, G. (2014): „Reducing the risk of foaming and decreasing viscosity by two-stage anaerobic digestion of sugar beet pressed pulp“, Biodegradation 25

Die Vorhaben FKZ 22012213 (Teilprojekt 1) und FKZ 22012314 (Teilprojekt 2) wurden von der FNR gefördert.



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Zweiphasige Biogasanlagen (I): Untersuchung der Bioprozesscharakteristik und Emissionen

RALF WINTERBERG, SYLVIA JAHN, ANNA-LENA JAFFKE, CHRISTIANA CORDES,
GERHARD SCHORIES

1 Motive

Hydrolyse- und Versäuerungsstufen erfahren als Komponente großtechnischer landwirtschaftlicher Biogasanlagen eine zunehmende Verbreitung. Die Betreiber der Anlagen erwarten höhere spezifische Methanbildungsraten und/oder Methanerträge, da Hydrolyse und Acidogenese separat optimiert werden können. Der Anteil der landwirtschaftlichen Biogasanlagen, die mit einer Hydrolyse- und Versäuerungsstufe ausgestattet sind, erreicht in einigen Regionen Werte zwischen 10 und 20 %. Regionale Praxisuntersuchungen haben allerdings gezeigt, dass die bioprozesstechnischen Effekte und die Wirtschaftlichkeit dieser Vorstufen höchst umstritten sind. Auch die wissenschaftlichen Untersuchungen zur Wirksamkeit zweiphasiger Verfahren lieferten widersprüchliche Ergebnisse.

Mit dem Verbundprojekt AcEta sollen durch Betriebsdatenanalysen, Felduntersuchungen an großtechnischen Hydrolyse- und Versäuerungsstufen, kinetische Untersuchungen im Labor (Teilprojekt I) und molekularbiologische Populationsanalysen (Teilprojekt II) die dringend benötigten Grundlagen für die fundierte Auslegung und den effizienten Betrieb von Hydrolyse- und Versäuerungen landwirtschaftlicher Biogasanlagen geschaffen werden.

2 Ausgewählte Zwischenergebnisse

- Die Zufuhr von Energiepflanzensilagen und anderen Schüttgütern in relativ kleine Vorstufen macht in der Regel die Rezirkulation von Gärrest mit hohen Raten erforderlich. Diese Rezirkulation schränkt die Freiheitsgrade der Bioprozessoptimierung der Hydrolyse- und Versäuerungsstufen erheblich ein. Aus bioprozesstechnischer Sicht sind Hydrolyse- und Versäuerungsstufen von Anmaischern kaum zu unterscheiden. Dennoch können die verbleibenden bioprozesstechnischen Auslegungsspielräume genutzt werden, um die Bedingungen für Hydrolyse und Acidogenese zu optimieren. Zudem kann das Produktspektrum der Acidogenese beeinflusst werden.

- Die hohen Rezirkulationsraten bewirken den Eintrag aktiver Methanbakterien in die Hydrolyse- und Versäuerungsstufe. Dies führt in den untersuchten Biogasanlagen zur Bildung von Biogasen mit Methankonzentrationen von 9–30 %. Beispielhaft durchgeführte Untersuchungen der Wasserstoffkonzentration ergaben dagegen Konzentrationen im Bereich von nur 0,07–0,9 %.
- Die ermittelten Methanverluste der offenen Vorstufen liegen im Bereich zwischen 2 und 10 % des insgesamt durch die jeweiligen Biogasanlagen erzeugten Methans. Erwartungsgemäß steigt die relative Methanemission der Hydrolyse- und Versäuerungsstufen mit dem Volumenanteil der Vorstufe an (siehe folgende Abbildung).

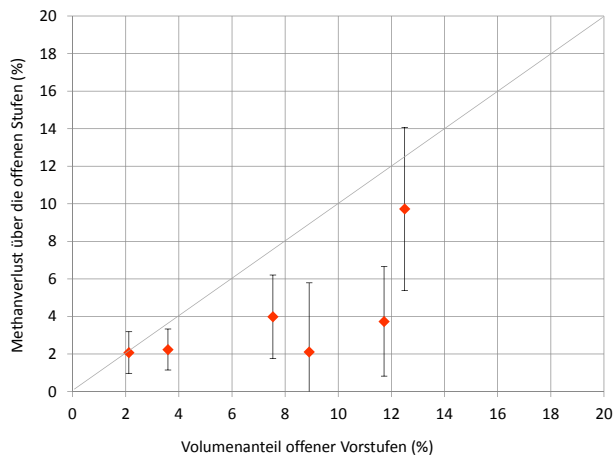


Abb. 1: Relative Methanemissionen der offenen Vorstufen in Abhängigkeit von ihrem Volumenanteil am Gesamt-Reaktionsvolumen

- Die Untersuchungen des AcEta-Projekts umfassen auch gasdicht geschlossene Vorstufen. Sind diese mit einem leistungsfähigen, wirksamen Rührwerk ausgestattet, können auch „schwierige“ Substrate sicher beherrscht werden.
- Eine exemplarisch durchgeführte Untersuchung des Hydrolysegrads, der in einer Hydrolyse- und Versäuerungsstufe erreicht wurde, hat gezeigt, dass signifikante Anteile der Biopolymere hydrolysiert werden. Diese Untersuchungen werden fortgesetzt.

3 Schlussfolgerungen und Ausblick

Das Verbundprojekt AcEta hat verbreitete, teilweise gravierende Auslegungsmängel der Hydrolyse- und Versäuerungsstufen identifiziert, die zukünftig vermieden werden können. So sollten Vorstufen grundsätzlich gasdicht ausgelegt werden. Die laufenden Arbeiten dienen der Erarbeitung von Bemessungsgrößen, die als Auslegungshilfen veröffentlicht werden.

Literatur

Die Literaturliste kann von den Autoren angefordert werden.

Förderhinweis

Gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL)
Projektträger: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

Zweiphasige Biogasanlagen (II): Populationsanalyse

DORIT BINDER, RICHARD PABST, PATRICIA HILDEBRANDT, GERHARD SCHORIES,
CHRISTIANA CORDES

1 Motive

Populationsanalysen in Biogasanlagen werden schon seit einigen Jahren durchgeführt, wobei ein Schwerpunkt auf der Analyse der methanogenen Mikroorganismen liegt. Diese Untersuchungen fanden überwiegend in einstufigen Biogasreaktoren statt, wobei die üblichen Techniken, wie 16SrDNA Klonbibliotheken, RFLP Analyse und real time PCR, verwendet wurden. Zusätzlich werden als neuere Ansätze derzeit Metagenomsequenzdaten erhoben.

Im Projekt AcEta (Teilprojekt II) wurde der Fokus auf die Analyse der mikrobiellen Populationen aus der ersten Stufe zweiphasiger Biogasanlagen mit MALDI-TOF-Massenspektrometrie (Matrix assisted laser desorption/ionization time of flight mass spectrometry) gelegt. Anhand einer MALDI-TOF-MS Spektren-Datenbank wurden aerobe und mikroaerophile Keime identifiziert. Dort nicht identifizierbare Keime wurden durch Sequenzierung überprüft und das Spektrum in der Datenbank hinterlegt. Dies erlaubt bei Folgeuntersuchungen eine schnelle Identifizierung auch bisher nicht charakterisierter Keime. Zudem ermöglicht diese Technik die Untersuchung einer großen Anzahl an Proben in kurzer Zeit.

Mit den Partnern im Verbundprojekt AcEta (Teilprojekt I) sollen die dringend benötigten Grundlagen für die fundierte Auslegung und den effizienten Betrieb von Hydrolyse- und Versäuerungen geschaffen werden.

2 Ausgewählte Ergebnisse

Im vorliegenden Projekt wurden 31 Proben aus Hydrolysestufen und Anmischern von zweiphasigen Biogasanlagen mit MALDI-TOF-MS-Analyse (ca. 10.000 Proben) und Kolonie-PCR bzw. Sequenzierung (ca. 2.500 Proben) vermessen.

Diese Arbeit hat gezeigt, dass die MALDI-TOF-MS Analytik sehr gut geeignet ist, einen schnellen Einblick in die vorhandene aerobe mikrobielle Population aus Hydrolysestufen zu geben. Es ist gelungen, die bisher beschriebenen Phyla Proteobacteria, Firmicutes, Actinobacteria und Bacteroidetes der aerob oder mikroaerophil wachsenden Organismen der Domäne Bacteria mit den vielfach beschriebenen im Biogas-Bildungsprozess wichtigen Organismen nachzuweisen. Über die MALDI-TOF-MS Analyse ist zudem eine Bestimmung bis auf die Arzebene möglich, sowie die Bestimmung des prozentualen Anteils an der untersuchten Population.

Beispielhaft sind in Abbildung 1 die Ergebnisse einer Probe aus der Hydrolysestufe der Biogasanlage in Parey dargestellt.

Diese Analysen zeigen, dass sich, wie zu erwarten, deutliche Unterschiede in den Populationen zwischen den einzelnen Anlagen feststellen lassen (das aerobe Mikrobiom). Anhand der Zusammensetzung dieser Populationen lassen sich ebenfalls Aussagen zum physiologischen Zustand der Anlage machen und, in Kombination mit den Ergebnissen der Partner, Ableitungen zur Auslegung und zum Betrieb.

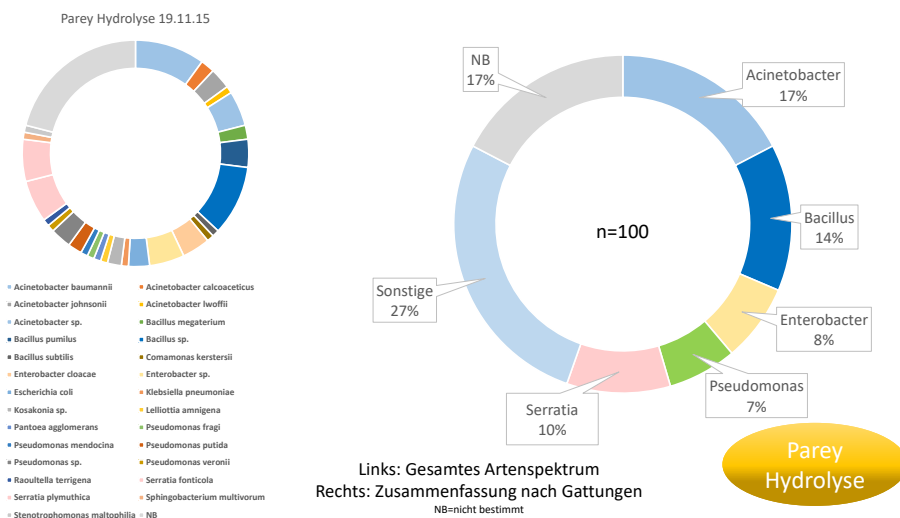


Abb. 1: Biogasanlage Parey Hydrolyse-Stufe; rechts das Artenspektrum, links das Gattungsspektrum

3 Schlussfolgerungen und Ausblick

Es konnte gezeigt werden, dass die MALDI-TOF-MS Analytik eine sehr gut geeignete Methode ist, aerob kultivierbare mikrobielle Populationen aus Hydrolysestufen landwirtschaftlicher Biogasanlagen zu charakterisieren. Dabei zeigten sich spezifische Zusammensetzungen der Population pro Anlage, die je nach Substratzufuhr stark variierten. Da offensichtlich kein sogenanntes "core microbiome" in allen Biogasanlagen existiert, sollen nun die mikrobiellen Populationen in Hydrolysestufen von Biogasanlagen mit ähnlichem Substratgemisch und Betriebsweise untersucht werden.

Literatur

Die Literaturliste kann von den Autoren angefordert werden.

Förderhinweis

Gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL)
Projekträger: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR FKZ 22011413)

Verfahrenstechnische und enzymatische Charakterisierung einer flexiblen Biogasproduktion mit gezieltem Einsatz von Zuckerrübensilage

KERSTIN MAURUS, WIEBKE KARAD, SHARIF AHMED, FRANK R. BENGLSDORF,
MARIAN KAZDA

1 Einleitung

Stromerzeugung aus Biogas bietet die beste Option zur Bereitstellung von Regelenergie aus regenerativen Quellen und kann die Energieerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik optimal ergänzen. Der Einsatz von Zuckerrübensilage hat das Potential, Methan zeitgerecht zu produzieren. Dadurch kann der Bau zusätzlicher Biogasspeicher entfallen und das Biogas kosteneffektiv für bedarfsgerechte Stromerzeugung auch in bestehenden Biogasanlagen verwendet werden.

Durch die Verbindung zwischen Gärtests in vier parallel betriebenen 10 L-Fermentern und mikrobiologischen Untersuchungen soll in diesem durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) geförderten Vorhaben (FKZ 22402115) ein ganzheitliches Bild über die Potentiale der bedarfsgerechten Biogaserzeugung erstellt werden.

2 Zielsetzung

Durch die kontinuierliche Fermentation im Labormaßstab von Maissilage in Kombination mit verschiedenen anderen Silagen (Gras, Zuckerrübe) konnten bereits wertvolle Ergebnisse erzielt werden (Ahmed und Kazda 2017). Vor allem die Co-Fermentation mit Zuckerrübensilage zeigte klar definierte Biogas- und Methanproduktionsspitzen.

Die Fragen des laufenden Projektes lauten:

- (1) In welchem Gesamtumfang kann durch die Zufuhr von Zuckerrübensilage eine zeitgerechte Methanproduktion erfolgen?
- (2) Mit welchem zeitlichen Vorlauf muss die Zuckerrübensilage zugeführt werden, damit termingerecht eine erhöhte Methanproduktion eintritt?

Für die Prozessstabilität ist es wichtig, die unmittelbare Antwort der Mikroorganismen auf die stoßweisen Zugaben von Zuckerrübensilage zu kennen. Die spezifischen Enzymaktivitäten repräsentieren die Mengen an aktivem Katalysator, und sind ein Maß für die metabolische Aktivität der Mikroorganismen im Biogasprozess (Gabris et al. 2015). Daher werden die Aktivitäten von Schlüsselenzymen, welche die relevanten Säuren For-

miat und Acetat während der acidogenen Phase bilden, bestimmt. Die diesbezüglich zu beantwortenden Fragen lauten:

- (1) Können die Enzymaktivitäten bei einer stoßweisen Substratzufuhr, die damit einhergehenden Biogas- und Methanproduktionsraten erklären?
- (2) Wie ist die Korrelation der Enzymaktivitäten mit Prozessparametern wie organische Raumbelastung, Konzentration der organischen Säuren, bzw. des Ammoniums?

Das Hauptziel ist die bedarfsgerechte Methanproduktion durch gezielte Zufuhr von Zuckerrübensilage, um einen schnellen, zeitlich vorhersehbaren und gleichzeitig stabilen Biogasprozess zu erreichen. Dabei werden Parameter des mikrobiellen Stoffumsatzes berücksichtigt, die eine kausale Erklärung für zeitgesteuerte Biogasproduktion bei gleichzeitiger Erhaltung der Prozessstabilität liefern.

Literatur

- Gabris, C., Bengelsdorf, F. R., Dürre, P. (2015): Analysis of the key enzymes of butyric and acetic acid fermentation in biogas reactors. *Microbial Biotechnology* 8, pp. 865-873
- Ahmed, S., Kazda, M. (2017): Characteristics of on-demand biogas production by using sugar beet silage. *Anaerobe* in press. <https://doi.org/10.1016/j.anaerobe.2017.04.016>

Flexible Fahrweise von Rührkesselreaktoren und Schauminimierung durch Tannine

FAIKA BOZANKAYA, JULIA KOHL, JENS SCHRÖDER, THORSTEN AHRENS

1 Einleitung

Eines der größten Probleme der Energiewende ist die Fluktuation von Sonnen- und Windenergie, bedingt durch schwankende Witterungsbedingungen. Ein Ansatz diese Fluktuation abzufangen, ist die Nutzung von Biogas, da dessen Produktion wetterunabhängig ist (Hahn et. al, 2014). Um einerseits die erhöhte Energienachfrage im Winter zu decken und andererseits das erforderliche Biogas-Speichervolumen zu begrenzen, muss ein Konzept zur flexiblen Fahrweise unter Berücksichtigung der Prozessstabilität entwickelt werden. Dabei spielt die Schaumbildung eine wesentliche Rolle. Schäden, z. B. durch Verkrustungen von Gasleitungen können im schlimmsten Fall zur Havarie einer Biogasanlage führen. Gängige Methoden zur Schaumreduktion sind vermehrtes Rühren und Antischaummittel (Moeller et al, 2012). Beides verursacht zusätzliche Kosten. Ein neuer Ansatz ist, der Schaumbildung durch tanninhaltige Substrate, wie z. B. die Esparsette, entgegenzuwirken. Durch Untersuchungen an Wiederkäuern wurde belegt, dass die Esparsette gut vertragen und gleichzeitig die Schaumbildung im Pansen minimiert wird (MacAdam & Villalba, 2015). Da die anaerobe Fermentation in Biogasanlagen ähnlich ist, soll nun untersucht werden, ob auch während des Biogasprozesses die Schaumentwicklung durch den Einsatz von Esparsette zum Teil verhindert werden kann. In ersten Voruntersuchungen sollen sowohl der Einfluss der schnellen Steigerung der Raumbelastung auf Prozessstabilität und Schaumentwicklung untersucht werden als auch der Einfluss von Tanninen auf die Schaumreduzierung.

2 Methodik

Zur Untersuchung des Einflusses des schnellen Hochfahrens wurden selbstkonstruierte Rührkesselreaktoren mit einem Arbeitsvolumen von 12 l verwendet. Diese werden durch einen Wassermantel beheizt und bei mesophilen Bedingungen betrieben. Über einen Zeitraum von 24 Tagen wurde die Raumbelastung von 2,8 kg oTR/(m³ · d) auf 3,6 kg oTR/(m³ · d) und ab Tag 20 auf 5,8 kg oTR/(m³ · d) erhöht. Es wurden 30 % Maissilage und 70 % Biomüll verwendet. Um eine Aussage zur Prozessstabilität machen zu können, wurde der FOS/TAC gemessen (Rieger und Weiland, 2006). Gleichmaßen sollte durch

die hohe Raumbelastung eine Schaumbildung induziert werden. Zur Schauminimierung wurden 1,2 g Tannine (Merck) in 10 ml dest. Wasser gelöst und während des Zufütterns hinzugegeben.

3 Ergebnisse und Diskussion

Der FOS/TAC Wert lag nach der Inbetriebnahme bei 0,82. Dies deutet an, dass die gewählte Raumbelastung zu Beginn zu hoch gewählt wurde (siehe Abb. 1). Dieser Wert sank jedoch schnell und stellte sich zwischen 0,26 und 0,2 ein. Durch eine Fütterungspause zwischen Tag 11 und 14 sank der Wert zwischenzeitlich auch leicht ab. Wie zu erwarten, stieg der FOS/TAC nach der Erhöhung der Raumbelastung. Jedoch war dieser Anstieg noch im akzeptablen Bereich. Über diesen Zeitraum ist zu erkennen, dass die flexible Fahrweise die Stabilität des Prozesses nicht negativ beeinflusst. Lediglich an Tag 24 gab es einen stärkeren Anstieg.

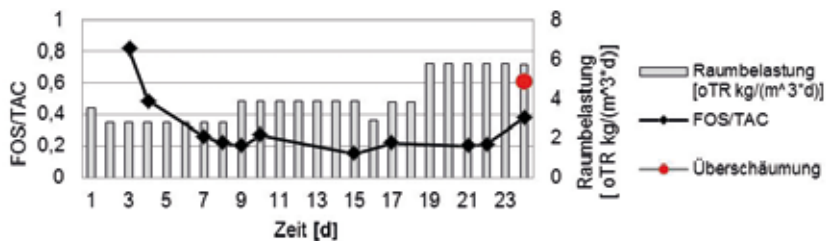


Abb. 1: FOS/TAC Verlauf über den Untersuchungszeitraum

Über den Zeitraum war eine deutliche Schaumentwicklung zu sehen, die nicht mehr durch Rühren zerschlagen werden konnte. Dieses führte zum Überschäumen des Systems am 24. Tag (siehe Abb. 2).



Abb. 2: Auswirkung zu hoher Schaumentwicklung (© Faika Bozankaya)

Da auch nach der Wiederinbetriebnahme eine starke Schaumbildung zu beobachten war, wurden Tannine hinzugefügt. In der Folge war nach dem Rühren zu erkennen, dass sich der Schaum im Gegensatz zum Betrieb ohne Tanninzugabe wieder unterrühren ließ. Nach einigen Minuten Stillstand des Rührers bildete sich zwar erneut eine Schaumschicht, diese ließ sich jedoch wieder gut unterrühren. Demzufolge scheinen Tannine einen positiven Einfluss hinsichtlich der Schaumbildung zu haben, welcher intensiver untersucht werden muss. Des Weiteren soll der Einfluss der tanninreichen Esparsette als Co-Substrat auf die Biogasbildung untersucht werden.

Literatur

Die Literatur kann bei den Autoren angefordert werden.

Biochemische Konversion flüssiger, biogener Reststoffe mittels anaerober Hochlast-Reaktoren zur Optimierung konventioneller Biogasprozesse

TOBIAS WEIDE, CHRISTOF WETTER, ELMAR BRÜGGING

1 Einleitung

Die Erzeugung von Biogas aus biogenen Reststoffen und nachwachsenden Rohstoffen hat in den letzten Jahren an Marktbedeutung gewonnen (Wetter et al., 2015). Gleichwohl steht die Biogasbranche durch die aktuelle Novellierung des Erneuerbaren Energiengesetzes erneut vor einer Herausforderung (Bundesregierung, 2017). Den Biogasprozess trotz Vergütungskürzungen wirtschaftlich betreiben zu können, stellt eine enorme Schwierigkeit dar. Die Implementierung anaerober Hochlast-Reaktoren in konventionellen Biogasprozessen beschreibt eine Lösungsstrategie. Ziel ist es durch innovative Reaktorkonzepte die Effizienz des Verfahrens zu steigern und dadurch die Gesamtwirtschaftlichkeit der Biogasgewinnung zu erhöhen. Gleichzeitig können bisher nicht ausgeschöpfte, biogene Rohstoff-Potentiale nutzbar gemacht werden, wodurch das Anwendungsfeld der Biogastechnik an Vielfältigkeit gewinnt. Ermöglicht werden diese Untersuchungen durch das Projekt: „Grüne Kaskade: Hochlastvergärung“ gefördert durch das INTERREG VA-Programm der EU.

Die Verfahrensoptimierung setzt an einer einflussreichen Verfahrensgröße an, der hydraulischen Verweilzeit. Für mesophil ($\vartheta = 30\text{--}42\text{ °C}$) betriebene Biogasanlagen liegt diese zwischen 30 und 40 Tagen (Kaltschmitt et al., 2016). Durch die Anpassung der Reaktortechnik soll die maximale Ausnutzung des biogenen Potentials bei Verweilzeiten von wenigen Tagen bis mehreren Stunden erzielt werden. Hierfür sind zwei wesentliche Verfahrensschritte nötig. Zum einem muss die Mikroorganismendichte im Reaktor maximiert werden. Dies wird durch Reaktorsysteme aus der anaeroben Industrieabwassertechnik erreicht. Zum anderen müssen Rohstoffe mit niedrigen Trockensubstanzgehalten verwendet werden, sodass dem Verfahren in der Regel ein Separationsschritt vorausgeht. Die Verfahrensoptimierung soll bestehende Biogastechnik nicht substituieren (siehe Abb. 1), sondern in den Prozess integriert werden, wodurch die Investitionskosten gering gehalten werden, jedoch der Wirkungsgrad erhöht wird.

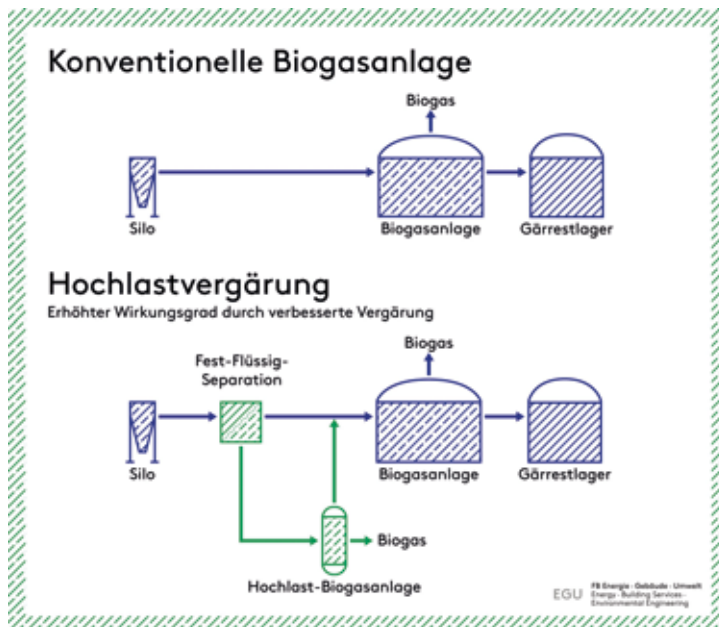


Abb. 1: Schema der Hochlast-Biogasanlage

2 Versuchsdurchführung

Mit einem Festbettreaktor im Technikums-Maßstab ($V_{\text{Reaktor}} = 35 \text{ l}$, gefüllt mit Keramik-Füllkörpern) wurden erste orientierende Versuche zur Vergärung flüssiger, biogener Reststoffe durchgeführt. Dazu wurde der Reaktor 80 Tage kontinuierlich bei $\vartheta = 40 \text{ °C}$ betrieben und mit separierter Schweinegülle ($\text{TR} = 4,4 \text{ Gew.-%}$, $\text{oTR} = 70,2 \text{ Gew.-%}$) beschickt. Es wurden die Biogaspotentiale, die biogenen Abbauraten, die Raumbelastungen sowie die hydraulischen Verweilzeiten ermittelt.

3 Ergebnisse

Als Bilanzierungsraum wurde ein Zeitraum von 25 Tagen gewählt (stationärer Zustand). Der Reaktor wurde täglich mit $1,97 \text{ kg/d}$ ($0,066 \text{ kg}_{\text{oTR}}/\text{d}$), also insgesamt $49,15 \text{ kg}$ ($1,649 \text{ kg}_{\text{oTR}}$) separierter Schweinegülle beschickt, woraus eine hydraulische Verweilzeit des Substrats von $\tau = 18 \text{ d}$ resultierte. Parallel wurden Batch-Tests nach VDI 4630 zur Ermittlung des Biogaspotentials (nach 18 Tagen) durchgeführt. Die Ergebnisse der Versuchsreihen sind in Abb. 2 dargestellt.

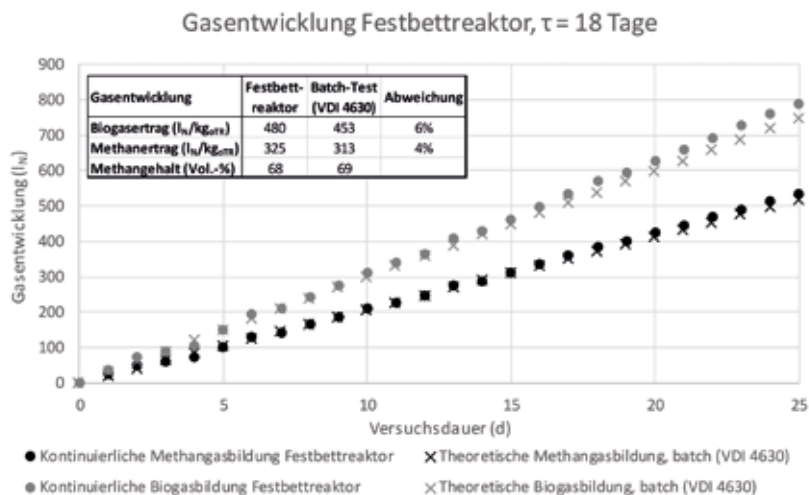


Abb. 2: Gasentwicklung bei kontinuierlichem Betrieb des Festbettreaktors mit separierter Schweinegülle

4 Fazit und Ausblick

Durch die Verwendung eines kontinuierlich betriebenen Festbettreaktors konnte mit einer hydraulischen Verweilzeit von $\tau = 18$ d die typische Verweilzeit von Biogasanlagen mehr als halbiert werden. Gleichzeitig konnte das Biogaspotential des Substrats vollständig ausgeschöpft werden. Im weiteren Projektverlauf soll die Verweilzeit weiter verkürzt werden. Es werden weitere biogene Reststoffe sowie zusätzliche Reaktortypen (EGSB, UASB) getestet.

Unterstützt durch das INTERRAG VA-Programm:



Literatur

- Bundesregierung (2017): Gesetz zum Ausbau erneuerbarer Energien: EEG
- Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (2016): Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren, 3., aktualisierte und erweiterte Auflage, Springer Vieweg, Berlin, Heidelberg
- Wetter, C.; Brüggling, E.; Ortman, J. (2015): Biogas in der Landwirtschaft: Stand und Perspektiven; Tagungsband FNR/KTBL-Kongress vom 22. bis 23. September 2015 in Potsdam, KTBL-Schrift, Vol. 508, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt

FOR 10'000 Substratvorbehandlung: Verbesserung des anaeroben Abbaus von Überschussschlamm und Biomüll durch hydrodynamische Kavitation und Elektroporation

STEFAN DECKER, ANDREAS SCHMID

1 Aufbau der Substratvorbehandlung

Durch den Batchbetrieb eines Hydrolysereaktors (Abb. 1) wird Überschussschlamm bis zu 6 Stunden unter anaeroben Bedingungen vorversäuert. Durch eine Schlammrückführung aus einem Anaerobreaktor wird eine genügend große Anzahl an hydrolytischen und acidogenen Bakterien im Reaktor gewährleistet.

Zusätzlich werden Nährstoffe im Substrat durch Elektroporation und oder hydrodynamische Kavitation freigesetzt, welche schnell von der vorhanden Mikrobiologie verstoffwechselt werden. Dadurch sollte sich eine effektivere Faulgasausbeute je Kilogramm Substrat ergeben.

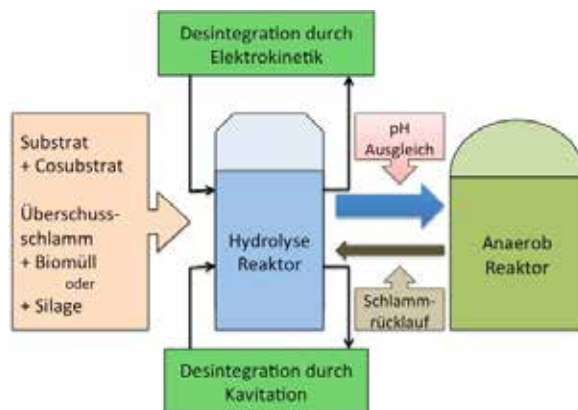


Abb. 1: Schematische Darstellung der Substratvorbehandlungsanlage

1.1 Desintegration durch Elektroporation

Zwei Bio-TURBO-Crack® Module der Firma INNOVUM GmbH, mit einer Leistung je Modul von 35 Watt und einer Hochspannung von 100 kV, erzeugen ein elektrisches Feld. In diesem werden Zellmembranen stark verformt und teilweise zerstört, wodurch es zur Freisetzung der Inhaltsstoffe kommt. Großtechnisch konnte dadurch im Klärwerk Landshut bis zu 15 % mehr Gasausbeute im Anaerobreaktor erreicht werden [1].

1.2 Desintegration durch hydrodynamische Kavitation

Durch eine Düse erzeugte Kavitationsblasen bewirken beim Kollabieren lokale Temperatur und Druckspitzen. Entstehende Blasen dienen weiter als Kavitationskeime und entwickeln sich bei entsprechenden strömungsmechanischen Bedingungen wieder zu Kavitationsblasen.

Durch diese Behandlung kommt es neben der mechanischen Belastung des Substrates zu einer homolytischen Spaltung des Wassers und Bildung von freien Radikalen ($\text{HO}\cdot$, $\text{H}\cdot$ und $\text{HO}_2\cdot$). Als Folgeprodukt gebildetes H_2O_2 und frei Radikale wirken zusätzlich noch chemisch auf das Substrat ein [2, 3].

In Technikumsversuchen konnte dadurch Methyl-tert-butylether sogar vollständig zu CO_2 und H_2O oxidiert werden [4].

2 Auswirkungen der Elektroporation auf den anaeroben Abbau

Proben des Substrates – unbehandelt und bis zu 6 Stunden durch Elektroporation aufgeschlossen – wurden fermentiert. Nach 5 Tagen wurde der ATP-Gehalt mittels Biolumineszenz ermittelt um dadurch die biologische Aktivität in den Bioreaktoren zu bestimmen (Abb. 2).

Es zeigte sich eine um bis zu 38 % höhere Aktivität im Vergleich zum unbehandelten Schlamm. Zu lange Behandlungsdauern wirken sich negativ auf die Biomasse und somit auf die Gasausbeute aus. Durch Elektroporation konnten im Durchschnitt 19 % höhere Gasraten erreicht werden.

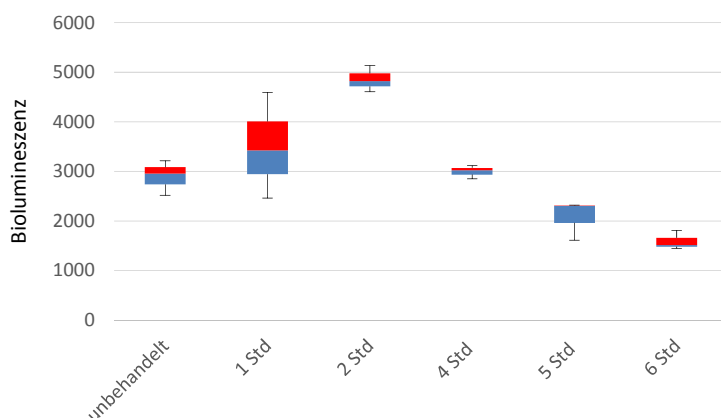


Abb. 2: ATP-Messung durch Biolumineszenz von fermentierten Überschussschlamm nach Elektroporationsbehandlung

Verringerung der Viskosität durch Elektroporation

Durch die Versuche zeigte sich, dass sich die Viskosität des Überschussschlammes durch Elektroporation deutlich verringern lässt. Schon nach kurzen Behandlungszeiten von 15 Minuten ließ sich eine deutliche Verringerung der Viskosität feststellen.

Eine Verringerung der Viskosität wirkt sich positiv auf das Pumpverhalten aus, wodurch Energie und schwere Pumpen eingespart werden können. Rohrer Schlamm weist Werte von ca. 5.000 mPas oder höher auf.

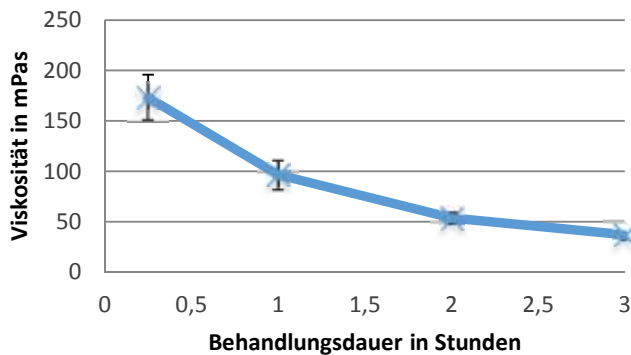


Abb. 3: Verringerung der Viskosität durch Elektroporation

Literatur

- [1] Slöter, K; Regiert, A; Strunkheide, J; (2008): „Steigerung der Biogasproduktion Einsatz von Tensiden und Hochspannung,“ *Wirtschaft Wassertechnik wwt*, pp. 8-15
- [2] Kumar, P; A. Pandit, A; (1999) “Modeling hydrodynamic cavitation using a model reaction,” *Chemical Engineering & Technology*, pp. 1017-1027
- [3] Vichare, N; Gogate, P; Pandit, A; (2000) “Optimization of hydrodynamic cavitation using a model reaction,” *Chemical Engineering & Technology*, pp. 683-690
- [4] Schmid, A; (2010) “MTBE degradation by hydrodynamic induced cavitation,“ *Water Science & Technology – WST*, pp. 2591-2594

Blümmischungen als Biogassubstrat: Überleben die Wildpflanzen-Samen?

JULIANE HAHN, PAULA R. WESTERMAN, MONIKA HEIERMANN, BÄRBEL GEROWITT

1 Hintergrund

Der Anbau von Wildpflanzen-Blümmischungen in Kombination mit Mais soll zu einer Diversifizierung der Agrarlandschaft führen und zahlreiche ökologische Vorteile bieten. Wenn Blümmischungen für die Biogasproduktion genutzt werden, ist es allerdings möglich, dass ihre Samen in die Biogas-Prozesskette gelangen und diese überleben. Folglich besteht das Risiko, dass die überlebenden Samen mit dem Gärrest verbreitet werden. Das ist insbesondere bei nicht endemischen und invasiven Arten problematisch.

Das Risiko für das Überleben der Samen ist umso höher, je niedriger die Vergärungstemperatur und je kürzer die Expositionszeit sind. Zudem scheinen Arten, die über eine spezielle Form der Dormanz, die sogenannte Hartschaligkeit, verfügen, besonders resistent zu sein (Westerman und Gerowitt, 2013).

Es wurde untersucht (FNR-Förderkennzeichen 22401114), ob hartschalige Wildpflanzen-Samen aus einer käuflich erwerblichen Biogas-Blümmischung eine anaerobe, mesophile Vergärung unter Praxisbedingungen sowie eine anschließende Gärrestlagerung überleben können.

2 Material und Methoden

Die Inaktivierung der Wildpflanzen-Samen wurde in einer mesophilen Praxisanlage ($44,7 \pm 1,3$ °C, pH 7.6–7.8, Wildau-Wentdorf, Deutschland) bestimmt. Die Anlage wurde im Durchflussverfahren mit einer Mischung aus Maissilage und Schweinegülle ergänzt durch Roggenschrot betrieben.

Es wurden drei Arten aus der Blümmischung „BG70“ von Saatenzeller (Eichenbühl, Deutschland) untersucht: *Malva alcea* L. (Rosenmalve), *Malva sylvestris* L. (Wilde Malve) und *Melilotus officinalis* (L.) Pall. (Gelber Steinklee). Zusätzlich wurde die Reaktion des nicht-hartschaligen Maisunkrautes *Chenopodium album* L. (Weißer Gänsefuß) überprüft.

Je 100 bis 300 Samen pro Art wurden in feinmaschige Polyesterbeutel eingenäht, am Rührer der Anlage befestigt und für maximal 35 Tage der Vergärung ausgesetzt. Anschließend wurde die Hälfte der Proben für drei Monate im Gärrest (Labormaßstab, 22 °C, dunkel) gelagert. Die Lebensfähigkeit der Samen wurde mit einer Kombination aus Keimtest und Tetrazolium-Färbung bestimmt (vgl. Westerman et al., 2012).

Die Inaktivierung der Samen während der Expositionszeit wurde mittels nicht-linearer Regression modelliert (R-Paket „drc“ v.3.0.1 (Ritz und Streibig, 2016)) und die ED50-Werte berechnet. Zusätzlich wurde die Lebensfähigkeit der Samen vor und nach der Gärrestlagerung verglichen (Chi²-Test).

3 Ergebnisse

Der Inaktivierungsverlauf während der anaeroben, mesophilen Vergärung war artabhängig (Abb. 1). Bei *C. album* und *M. alcea* waren bereits nach weniger als einem Tag 50 % der Samen inaktiviert, während bei *M. sylvestris* und *M. officinalis* nur 17 % bzw. 24 % der Samen während der Versuchszeit abstarben. Auffällig war, dass die drei hartschaligen Arten im Gegensatz zu *C. album* nie komplett inaktiviert wurden (Abb. 1. b-d).

Die an die Vergärung anschließende Lagerung im Gärrest hatte keinen zusätzlichen Einfluss auf die Lebensfähigkeit der Samen.

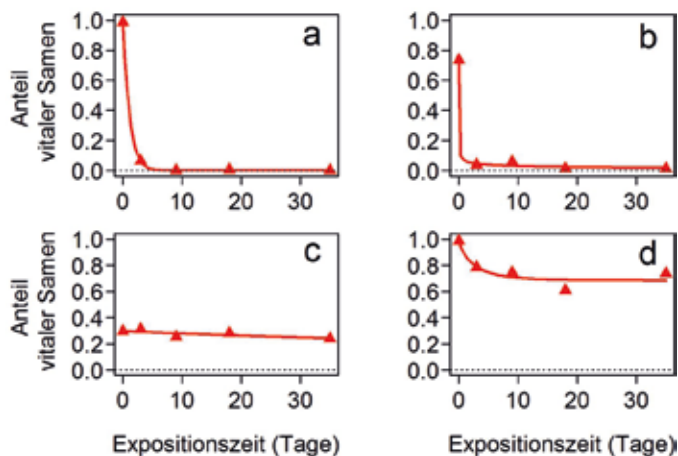


Abb. 1: Inaktivierung der Samen von (a) *Chenopodium album*, (b) *Malva alcea*, (c) *Malva sylvestris* und (d) *Melilotus officinalis* in der mesophilen Biogasanlage Wildau-Wentdorf

4 Schlussfolgerung

Die Samen hartschaliger Arten können 35 Tage einer anaeroben, mesophilen Vergärung unter Praxisbedingungen sowie eine anschließende Gärrestlagerung überleben. Es besteht das Risiko, dass sie mit dem Gärrest verbreitet werden.

Literatur

- Ritz, C.; Streibig, J. C. (2016): R! package “drc”. (<http://bioassay.dk/>) Zugriff am 16.08.2017
- Westerman, P. R.; Hildenbrandt, F.; Gerowitt, B. (2012): Weed seed survival following ensiling and mesophilic anaerobic digestion in batch reactors. *Weed Research* 52, pp. 286-295
- Westerman, P. R.; Gerowitt, B. (2013): Weed seed survival during anaerobic digestion in Biogas Plants. *Botanical Review* 79, 281-316

Vorkommen von ESBL-bildenden *E. coli* in Biogasanlagen?

BERNADETTE LERCH, BETTINA HUBER, MICHAEL LEBUHN

1 Hintergrund

In einem Verbundvorhaben werden an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft das Vorkommen und das Schicksal von Krankheitserregern wie *Clostridium difficile* und Extended-spectrum beta-Lactamasen (ESBL) bildenden *Enterobacteriaceae* (z.B. *E. coli*) in landwirtschaftlichen Biogasanlagen untersucht. ESBL sind Enzyme, die eine Resistenz gegenüber Betalaktam-Antibiotika bewirken. Sie werden am häufigsten von *Enterobacteriaceae* gebildet, eine Familie, die viele Krankheitserreger beinhaltet. Natürliche Antibiotikaresistenzen gegenüber Betalaktam-Antibiotika können aber auch in anderen Keimen wie z.B. *Pseudomonas spp.* oder *Acinetobacter baumannii* vorhanden sein (Kanj et al. 2011).

Solche Bakterien können durch eine unsaubere Stallhaltung und/oder übermäßige Behandlung mit Antibiotika (BfR-Mitteilung 2015) vor allem durch tierische Substrate in Biogasanlagen eingebracht werden. Diese unerwünschten Keime können aber nicht nur in Gülle und Mist sondern auch in nachwachsenden Rohstoffen wie Silagen enthalten sein (Herrmann 2010). Ziel dieses Forschungsvorhabens ist es daher zu überprüfen, ob antibiotikaresistente Keime in verschiedenen Prozessketten vorhanden sind und die Bedingungen bis zum Ende überstehen können.

2 Material und Methoden

Es wurden fünf ausgewählte Biogasanlagen entlang der gesamten Prozesskette beprobt und auf das Vorkommen von ESBL-bildenden *E. coli* untersucht. Drei der Anlagen wurden überwiegend mit Silagen aus nachwachsenden Rohstoffen und zwei Anlagen überwiegend mit Substraten tierischer Herkunft (Rindermist, Schweinegülle, Pferde- oder Hühnermist) betrieben. Die Anlagen wurden qualitativ untersucht, zwei davon auch quantitativ mittels Most Probable Number (MPN)-Verfahren unter Berücksichtigung der Verweilzeiten in den Fermentern zur Verfolgung bestimmter Substratchargen.

Der Nachweis von ESBL-bildenden *Enterobacteriaceae* erfolgte über eine Anreicherung in Peptonwasser mit Tween 80 und Na-Cefotaxim. Für die Analysen wurde anfangs eine Konzentration von 0,6 mg l⁻¹ Na-Cefotaxim verwendet. Nach 24 h Inkubation bei 37 °C wurde die Flüssigkultur auf Mac Conkey-Agar mit Na-Cefotaxim (0,6 mg l⁻¹) aus-

plattiert und erneut 24 h bei 37 °C bebrütet. Zur Verbesserung der Selektivität wurde die Antibiotikakonzentration später auf 1,0 mg l⁻¹ erhöht.

Bei positivem kulturellem Nachweis auf dem Agar wurden die Bakterienkolonien einzeln und in Agardiffusionstests mit Testkits (Mast Diagnostica für ESBL-Bildner) auf Antibiotikaresistenzen überprüft. Die Isolate wurden zusätzlich mittels Sequenzierung der 16S-rDNA identifiziert. Der Resistenznachweis und die Identifizierung ausgewählter Isolate wurde durch VITEK 2-Analysen (Biomérieux, Deutschland) bestätigt.

Die Trübungsergebnisse der MPN-Analysen wurden mit quantitativer Real-Time-PCR gezielt auf *Enterobacteriaceae* verifiziert.

3 Ergebnisse und Diskussion

Zunächst wurden die MPN-Analysen mit 0,6 mg l⁻¹ Na-Cefotaxim im Flüssigmedium durchgeführt. Es wurde eine Anlage mit Rindermist und eine Anlage mit Schweinegülle in der Substratmischung untersucht. Im Rindermist wurde eine höhere Konzentration an *Enterobacteriaceae* (10⁸ MPN g_{FM}⁻¹) gemessen als in den pflanzlichen Substraten (< 100 MPN g_{FM}⁻¹). Im Endlager war die *Enterobacteriaceae*-Konzentration bis zu fünf log-Stufen geringer. In der Schweinegülle fanden sich 10⁵ MPN *Enterobacteriaceae* pro g_{FM}, in den nachgeschalteten Stufen waren es bis zu zwei log-Stufen weniger.

Auf den selektiven Agarplatten konnten ausschließlich von der Rindermist- und Schweinegülleprobe Keime isoliert werden: *Ochrobactrum anthropi*, *Acinetobacter* spp., *Pseudomonas stutzeri* und *Pseudomonas aeruginosa*. In der Getreideprobe wurden bekannte Umweltkeime (*Ochrobactrum anthropi*, *Stenotrophomonas maltophilia*) gefunden. Von den Fermentern und den nachgeschalteten Stufen konnten auf dem Agar keine Isolate gewonnen werden.

Bei diesen Untersuchungen konnten jedoch wahrscheinlich wegen Überwuchs durch die „natürlich resistenten“ Keime keine ESBL-bildenden *E. coli* kultiviert werden. Im weiteren Verlauf der Analysen wurde die Konzentration von Na-Cefotaxim im Flüssigmedium daher auf 1,0 mg l⁻¹ erhöht. Bei den weiteren Untersuchungen der fünf Biogasanlagen konnten entlang der Prozesskette (24 Proben) schließlich in einer Rindermist- und einer Rindergülleprobe ESBL-bildende *E. coli* isoliert werden. Bei den pflanzlichen Substraten, Hauptfermentern und nachgeschalteten Stufen konnten keine ESBL-Bildner gefunden werden. Die höhere Antibiotikakonzentration führte daher zu einem selektiveren Nährmedium und erlaubte die Isolierung des Zielorganismus.

4 Zusammenfassung

Durch die Erhöhung der Antibiotikum-Konzentration konnte die resistente Hintergrund-Mikroflora gehemmt werden, was die Isolation von ESBL-*E. coli* ermöglichte.

Wie schon in anderen Untersuchungen mit Krankheitserregern gezeigt, waren pflanzliche Substrate deutlich geringer mit resistenten *Enterobacteriaceae* belastet als tierische Einsatzstoffe. ESBL-*E. coli* konnten bislang nur aus einer Rindermist- und einer Rindergülleprobe isoliert werden. In Fermenter- und Endlagerproben wurden keine ESBL-*E. coli* gefunden, es fand demnach keine Anreicherung in den Prozessen statt. Auch für eine Vermehrung antibiotikaresistenter *Enterobacteriaceae* ergab sich aus den MPN-Analysen kein Anhalt.

Literatur

- BfR-Mitteilung (2015): Antibiotikaresistenz in Nutztierbeständen und Lebensmitteln – Ihre Bedeutung für die Humanmedizin und Handlungsoptionen für das Risikomanagement. BfR-Mitteilung Nr. 003/2015 vom 22. Januar 2015, Bundesinstitut für Risikobewertung, Nr. 003/2015
- Herrmann, C. (2010): Ernte und Silierung pflanzlicher Substrate für die Biomethanisierung. Humboldt-Univ., Diss.-Berlin, 2010. Cuvillier, Göttingen, 1. Auflage
- Kanj, S.; S., Kanafani, Z. A. (2011): Current Concepts in Antimicrobial Therapy Against Resistant Gram-Negative Organisms. Mayo Clinic Proceedings 3, p.250–259

Mikrobiologische Bodenaktivität nach Düngung mit Gärresten aus verschiedenen Substraten – Erste Ergebnisse aus dem Projekt InterDigSoil

SUSANNE BILLMANN-BORN, EBERHARD HARTUNG

1 Einleitung

Gärreste werden in der Regel auf landwirtschaftlichen Flächen als Dünger ausgebracht. Inwieweit die Gärrestausbringung zu Veränderungen der Bodenmikrobiologie führt und wie sich die in der Biogasanlage eingesetzten Substrate dabei auswirken, ist bislang noch ungeklärt.

Das von der FNR geförderte und bis Oktober 2018 laufende Projekt „InterDigSoil“ (FKZ 22402214) geht diesen Fragestellungen in verschiedenen Teilprojekten systematisch mit Labor- und Feldversuchen nach. Die in Fermentationsversuchen mit definierten Substraten (Zuckerrübe/Mais) erzeugten Gärreste werden hinsichtlich mikrobiologischer und chemischer Parameter charakterisiert und definiert auf Böden ausgebracht. Hierbei werden im vorliegenden Teilprojekt die Auswirkungen der Gärreste auf die mikrobiologische Bodenaktivität und bakterielle Abundanzen im Boden erfasst.

2 Material und Methode

Die pflanzlichen Substrate wurden in einer Batch-Anlage definiert vergoren (Ohl 2011, Ohl 2017). Die Auswirkung dieser Gärreste auf Boden wurde im ersten Arbeitsabschnitt in Laborversuchen in 3-Liter-Containern untersucht. Gärreste wurden bis zu einer Applikationsmenge von 45 m³/ha eingearbeitet und die Abundanz von Bodenbakterien und ihrer Aktivität nach 0, 14 und 28 Tagen bestimmt. Dabei wurden die Faktoren Zuckerrübenanteil am Substratmix (80 % Mais / 20 % Zuckerrübe; 20 % Mais / 80 % Zuckerrübe) und Inkubationstemperatur (10 °C und 20 °C) besonders untersucht.

Im Feldversuch wurden die Bodeneffekte von Düngung mit frischen Gärresten aus Biogasanlagen und nachvergorenen Gärresten aus denselben Biogasanlagen über einen Zeitraum von 6 Monaten beobachtet.

Neben der Nährstoff- und Stickstoffbestimmung wurden die biologischen Parameter absolute Zellzahl (Fluoreszenzmikroskopie mit Acridinorangefärbung), Glucosebestimmung im Boden, Hydrolaseaktivität im Boden (FDA) und Biologischer Sauerstoffbedarf untersucht.

In einem Subset der Bodenproben werden bakterielle Abundanzen durch 16s Mikrobiomsequenzierung (Illumina MiSeq) umfassend charakterisiert.

3 Ergebnisse

Erste vorläufige Ergebnisse aus den Laborversuchen sind in Abbildung 1 dargestellt. Hierbei wird die ähnliche Entwicklung des Biologischen Sauerstoffbedarfs (BSB₅) für die beiden verschiedenen Substrate deutlich.

In allen untersuchten Parametern blieben die Unterschiede zwischen den Gärresten aus der Fermentation verschiedener Inputsubstrate in der Regressionsanalyse unsignifikant.

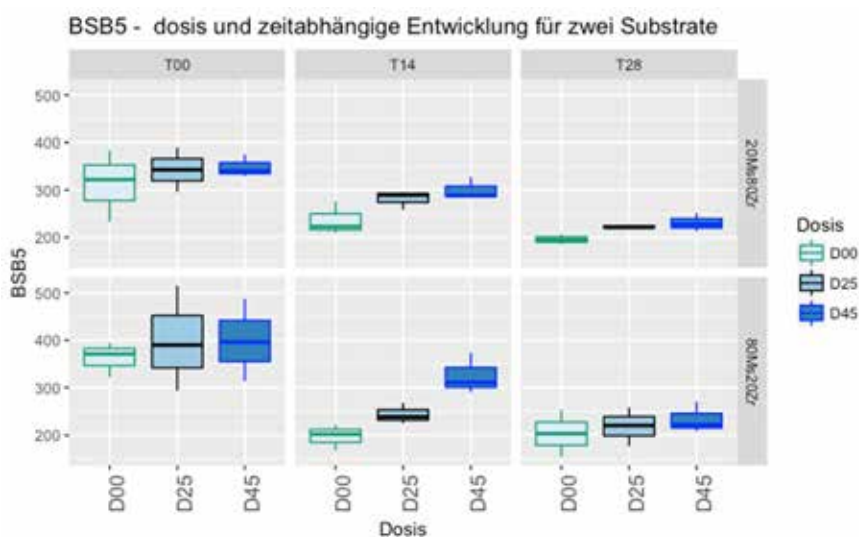


Abb. 1: Biologischer Sauerstoffbedarf BSB₅ [$\mu\text{g O}_2/\text{g TS}$] von Bodenproben nach Düngung mit Gärresten aus verschiedenen Substraten; 20Ms80Zr = 20 % Mais und 80 % Zuckerrübe; 80Ms20Zr = 80 % Mais und 20 % Zuckerrübe. Zeitpunkte: T00, T14, T28 entspricht 0 Tage, 14 Tage, 28 Tage nach Düngung; Dosis: D00, D25, D45 entspricht 0, 25 bzw. 45 m^3/ha Gärrest. $n = 3$ unabhängige Versuche.

4 Fazit und Ausblick

Die Nachhaltigkeit in der Landwirtschaft ist zwingend an den Erhalt der Bodenfruchtbarkeit gekoppelt. Das Projekt InterDigSoil untersucht daher bodenmikrobiologische und bodenphysikalische Effekte der Gärrestedüngung. Aktuelle Trends beim Substrateinsatz und bei der Restgasgewinnung bzw. längere Lagerzeiten der Gärreste werden im laufenden Projekt gezielt experimentell untersucht, um den Einsatz von Gärresten nachhaltig gestalten zu können.

Literatur

Die Literatur kann bei den Autoren angefordert werden.

Gärda – Düngung mit Gärresten in Dauerkulturen: Optimierung der Düngetermine

JONAS HAAG, MAENDY FRITZ

1 Einleitung

Die Anbauflächen von Dauerkulturen wie Durchwachsener Silphie und Sida wachsen langsam, aber stetig. Denn diese Kulturen bieten ökologische Vorteile gegenüber einjähriger Pflanzenarten, wie beispielsweise das lange Blütenangebot im Hoch- und Spätsommer, den Boden- und Gewässerschutz durch die Standdauer und die vermutete Erhöhung des Humusgehaltes im Boden durch die lange Bodenruhe und die intensive Durchwurzelung. Werden Durchwachsener Silphie und Sida als Biogassubstrat eingesetzt, fallen als Nebenprodukt der Fermentation Gärreste an, die als wertvoller organischer Dünger im Sinne der Kreislaufwirtschaft wieder auf die Flächen zurückgebracht werden sollen. Allerdings sind Beratungsaussagen zur Gärrestdüngung in diesen Kulturen noch nicht verfügbar.

Daher soll in diesem Vorhaben die Wahl des Düngetermins bei der Düngung mit Gärresten in Durchwachsener Silphie und Sida untersucht werden. Die Durchwachsene Silphie wird in der Praxis meist an zwei Terminen in den Bestand gedüngt. Die Sida wird zur Biogassubstratnutzung zweimal im Jahr geschnitten, damit fallen ein oder zwei Düngetermine auf das frühe Frühjahr und ein weiterer Termin etwa in den Juli.

Wirtschaftlich sinnvoller erscheint die Beschränkung auf einen einzigen Düngetermin für Durchwachsene Silphie und maximal zwei Düngetermine für Sida, um so den Arbeits- und Kostenaufwand zu reduzieren. Ziel ist, Auswirkung dieser Beschränkung auf die Ertragsleistung der Kulturen und die Entwicklung des Pflanzenbestandes nach der Ausbringung mit und ohne Überfahrt zu untersuchen.

Des Weiteren wird die Düngung zur Etablierung des Bestandes bei Ansaat von Silphie überprüft. Diese Anlage wird neben dem Vergleich zwischen mineralischer und Gärrestdüngung auch den Einfluss einer Deckfrucht Mais auf die Bestandsentwicklung der Durchwachsenen Silphie zeigen.

2 Material und Methoden

Die bodennahe Ausbringtechnik für Gärreste hat zum Ziel, Stickstoffverluste in die Umwelt durch Ausgasung zu vermeiden, den Pflanzenbestand nicht zu schädigen und die im Gärrest enthaltenen Nährstoffe möglichst pflanzenverfügbar abzulegen. Die vorhandene Schleppschlauchtechnik am Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ) ist auf einjährige Reihenkulturen bzw. Grünland ausgelegt. Mehrjährige Kulturen bilden mehrere strauchartige Triebe statt eines einzigen Triebes. Die vorhandene Technik kann daher den Bestand beschädigen oder verschmutzen. Deshalb soll untersucht werden, wie gut sich der Pflanzenbestand nach der Ausbringung mit und ohne Überfahrt erholt und weiterentwickelt. Zusätzlich werden Ertrag und Pflanzeninhaltsstoffe verglichen um Unterschiede in der Nährstoffverfügbarkeit der Düngetermine aufzuzeigen.

Vor Düngung wird der Gesamtstickstoffgehalt des Gärrestes mittels Schnelltest bestimmt und zur Berechnung der Ausbringmenge genutzt. Nach Ausbringung wird eine Gärrestprobe im Labor mittels Elementaranalyse untersucht. Ebenfalls vor Düngung wird eine Grundbodenuntersuchung gezogener Bodenproben durchgeführt, um vorhandene Nährstoffe im Boden zu bestimmen. Die ermittelten Werte fließen in die Düngemengenberechnung nach Sollwertmethode ein.

Vor jedem Düngetermin und nach jeder Ernte werden Bodenproben gezogen und im Labor der N_{\min} -Gehalt bestimmt. Daraus leiten sich Aussagen zur Verlagerung des Stickstoffs in tiefere Schichten und zum Risiko für Nitrataustrag ab. Um die Wirkung der Ausbringtechnik auf die Bestände zu bestimmen, werden wiederholte Bonituren auf Bestandsschäden, Lager und Wuchshöhe durchgeführt.

Zur Ernte wird der Frischmasseertrag je Ernteparzelle mit dem Probenehmer im Häcksler bestimmt. Durch anschließende Trocknung bei 105 °C wird der Trockensubstanzgehalt gemessen und daraus der Trockenmasseertrag je Hektar berechnet. Im Labor werden die Pflanzeninhaltsstoffe mittels Elementaranalyse bestimmt.

Die erhobenen Daten erlauben die Berechnung eines Nährstoffsaldos. Unbekannte Faktoren werden dabei nicht berücksichtigt. Anhand von Unterschieden im Nährstoffsaldo lassen sich Aussagen zur Pflanzenverfügbarkeit der Nährstoffe in den Varianten treffen:

Um die Wirtschaftlichkeit der Varianten zu vergleichen, wird der Deckungsbeitrag je Hektar ermittelt. Auf Grundlage der Produktionstechnik werden mit dem Modell MiLa des Leibniz-Zentrum für Agrarlandschaftsforschung e.V. (ZALF) außerdem Treibhausgasbilanzen der Varianten berechnet.

Entwicklung einer Anlage zur Hygienisierung und Trocknung von schlammartigen Biomassen mithilfe von Branntkalk

DANIEL BAUMKÖTTER, CHRISTOF WETTER, ELMAR BRÜGGING

1 Einleitung

Gärreste und tierische Ausscheidungen werden in der Regel zur Düngung auf landwirtschaftliche Nutzflächen ausgebracht. Diese schlammartigen Biomassen und ebenso Klärschlämme enthalten neben Stickstoff noch weitere Nährstoffe, wie Phosphor und Kalium und sind daher für die Düngung von Bedeutung. In viehveredelungsstarken Regionen mit Nährstoffüberschüssen ist jedoch neben der regionalen Verwertung auch die Aufbereitung in transportwürdige Formen für den Export sinnvoll. Für die hygienische Unbedenklichkeit müssen schlammartige Biomassen für die Produktion eines Düngemittels mit geeigneten Verfahren hygienisiert werden.

2 Projektbeschreibung

In dem von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt geförderten Projekt unterstützt die FH Münster die Fa. Thiel bei der Entwicklung einer technischen Anlage (siehe Abb. 1), in der mit Hilfe von Branntkalk schüttfähige und schlammartige Biomassen sowie deren Pro-



Abb. 1: Pilotanlage zur Behandlung fester Biomasse mit Branntkalk (© Daniel Baumkötter)

dukte aus einer Entwässerung hygienisiert und anschließend getrocknet werden können. Für die Temperaturerhöhung wird die Reaktion von zugegebenem Branntkalk mit dem Wasseranteil aus dem zu hygienisierenden Substrat ausgenutzt, wodurch sich die für die Hygienisierung benötigte thermische Energie reduziert. Für eine anschließende Trocknung ist zudem vorteilhaft, dass bei dieser Reaktion bereits Wasser abreagiert und nicht mehr thermisch entfernt werden muss.

Ein weiterer Effekt der Branntkalkzugabe ist das Freisetzen von Ammoniak durch die Erwärmung und der Anhebung des pH-Wertes im Material. Damit besteht die Möglichkeit einer gezielten Abtrennung des Ammoniumstickstoffs und die Produktion eines handelsfähigen Mineraldüngers in Form von Ammoniumsulfat mit Hilfe eines Schwefelsäurewäschers. Insbesondere bei ammoniakreichen Reststoffen, wie zum Beispiel Geflügelmist, kann so auch ein verstärkter Einsatz in Biogasanlagen ermöglicht werden. Aufgrund der hemmenden Wirkung von Ammoniak auf den Biogasprozess, sind bisher größere Mengen solcher Reststoffe nicht zu vergären.

Für die Entwicklung des Verfahrens werden im Labor verschiedene Biomassen und deren Reaktion mit Branntkalk untersucht. Ergänzt werden diese Versuche um Versuche an einem halbtechnischen Aufbau mit Umsatzmengen von etwa 300 kg Biomasse. Dabei werden vor allem die Erwärmung des Materials (siehe Abb. 2) und die Freisetzung des enthaltenen Ammonium-Stickstoffs in Form von Ammoniak untersucht. Die Untersuchungen zum Biogaspotenzial in Eudiometer-Versuchsständen zeigen keine Unterschiede zwischen unbehandelten und mit Branntkalk versetzten Biomassen.

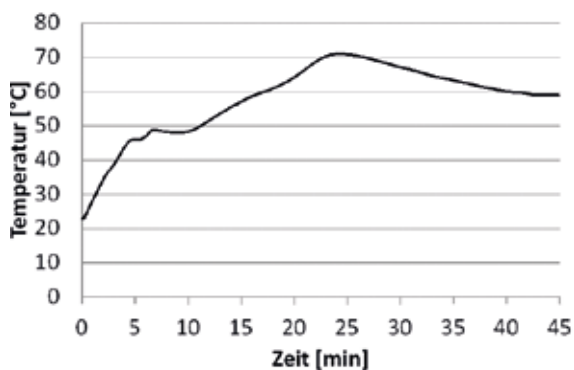


Abb. 2: Temperaturverlauf einer Mischung von separiertem Gärrest mit Branntkalk

3 Fazit und Ausblick

Ziel ist es, eine Anlagentechnik zu entwickeln, mit der marktfähige und hygienisch einwandfreie Düngemittel aus schlammartigen Biomassen produziert werden können. Durch die Erhöhung der Transportwürdigkeit und der Produktion eines Mineraldüngerersatzes kann damit auch eine Nährstoffsenke für die Region gebildet werden. Zusätzlich können mit Hilfe dieses Verfahrens ammoniakreiche Reststoffe, wie zum Beispiel Geflügelmist, auch in größeren Mengen in Biogasanlagen energetisch verwertet werden.



Gärrestaufbereitung als Beitrag zur Nährstoffentfrachtung in Überschussregionen – Kosten und Treibhausgasemissionen

URSULA ROTH, SEBASTIAN WULF, MAXIMILIAN FECHTER, CARSTEN HERBES,
JOHANNES DAHLIN

1 Hintergrund und Zielsetzung

In vielen Regionen mit Intensivtierhaltung bestehen hohe Nährstoffüberschüsse. Zugleich befinden sich dort oftmals zahlreiche Biogasanlagen, deren Gärreste mit den unbehandelten Wirtschaftsdüngern um Flächen für die Ausbringung konkurrieren. Der Bedarf zur überregionalen Verwertung der Nährstoffe ist in diesen Regionen daher sehr hoch. Aufgrund der Volumenreduktion und der teilweise gezielten Auftrennung der Nährstoffströme wird die Gärrestaufbereitung als sinnvoller Beitrag zur Nährstoffentfrachtung gesehen. Daher wurden Kosten und Treibhausgasemissionen eines Nährstoffexports mit verschiedenen Aufbereitungsverfahren denen der überregionalen Verwertung des unbehandelten Gärrests gegenübergestellt.

Dabei wurden die Feststoffabtrennung mit der Pressschnecke, die Bandtrocknung mit Abluftreinigung, die solargestützte Trocknung, das Stripverfahren, die Vakuumverdampfung sowie das Membranverfahren betrachtet. Es wurden Szenarien mit unterschiedlichen Entfrachtungszielen berechnet: 50 % der Phosphorfracht im Gärrest, 50 % der Stickstofffracht und alle Nährstoffe. Die Berechnungen umfassen die Aufbereitung, Lagerung sowie Transport und Ausbringung der Gärreste und Aufbereitungsprodukte.

2 Ergebnisse

Die Gärrestaufbereitung kann vor allem durch Einsparungen beim Transportaufwand einen Beitrag zur Nährstoffentfrachtung aus Überschussregionen leisten. Die Höhe der erreichbaren Treibhausgas- oder Kosteneinsparung ist stark von dem eingesetzten Aufbereitungsverfahren und der regionalen Nährstoffsituation abhängig. Je nachdem, für welchen Nährstoff und in welchem Umfang ein Entfrachtungsbedarf besteht, bieten sich unterschiedliche Verfahren an.

Für eine gezielte Phosphorentfrachtung eignen sich – wenn keine Kosten oder Emissionen für die Wärmenutzung angerechnet werden – vor allem Trocknungsverfahren, die zur Vermeidung von NH_3 -Verlusten mit einer Abluftreinigung kombiniert werden sollten, und die Vakuumverdampfung. Soll Stickstoff überregional verwertet werden, gelin-

gen die höchsten Einsparungen mit der Vakuumverdampfung oder dem Stripverfahren, in denen hochkonzentrierte Ammoniumsulfatlösungen produziert werden. Für Trocknungsverfahren mit Abluftreinigung bestehen ebenfalls Vorteile gegenüber dem Gärrest, wenn die gesamte verfügbare BHKW-Wärme zur Trocknung der Gärreste genutzt wird. Für eine vollständige Nährstoffentfrachtung sind Verfahren mit einer hohen Volumenreduktion geeignet, wie Vakuumverdampfung oder Trocknungsverfahren mit Abluftreinigung und maximaler Wärmenutzung.

Diese Aussagen gelten nur, wenn Emissionen aus der Wärmenutzung nicht berücksichtigt werden. Verdrängt die Gärrestaufbereitung eine andere Wärmenutzung, bei der Wärme aus fossilen Energieträgern ersetzt wird, so müssen Treibhausgasemissionen und Opportunitätskosten für die Wärmenutzung berücksichtigt werden.

In diesem Fall bleibt das Membranverfahren als einzige Option. Dieses hat allerdings einen sehr hohen Strombedarf, wodurch eine Nährstoffentfrachtung auf Grundlage dieses Verfahrens mehr Emissionen verursacht als durch eine Verwertung des unbehandelten Gärrests. Weniger stromintensive Alternativen zur ersten Verfahrensstufe, der Ultrafiltration, sind in der Entwicklung und werden zum Teil bereits im Praxismaßstab umgesetzt. In den Kostenberechnungen wurde unterstellt, dass die Gärprodukte in der Landwirtschaft eingesetzt werden und mit einem bestimmten Prozentsatz des Düngewertes vergütet werden. Beim Verkauf an Privatgärtner können die Preise erheblich höher sein und damit auch bei vorhandenen Wärmekosten ggf. eine Aufbereitung wirtschaftlich rechtfertigen

3 Schlussfolgerungen

Allgemeingültige Aussagen zur Vorzüglichkeit einzelner Verfahren sind nicht möglich. Vielmehr müssen im Einzelfall die regionalen wie die anlagenspezifischen Rahmenbedingungen in die Bewertung einbezogen werden, wenn durch die Gärrestaufbereitung eine umweltschonende und auch wirtschaftliche Verwertung der Gärreste erreicht werden soll. Um dies zu gewährleisten, sollte der Fokus von zukünftigen Entwicklungen auf eine verbesserte Energieeffizienz des Aufbereitungsprozesses und die konsequente Vermeidung von Emissionen aus Aufbereitung und Lagerung gelegt werden.

Danksagung

Die Forschungsarbeit wurde im Rahmen des Forschungsprojektes GÄRWERT (FKZ 22401913, 22402113, 22402213, 22402312) durchgeführt. Die Förderung des Projektes erfolgte durch finanzielle Unterstützung des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger des BMEL für das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe.

Optimierung einer Feinseparation für die Aufbereitung von Rindergülle und Gärresten – OptiSep

CHRISTOF WETTER, ELMAR BRÜGGING, DANIEL BAUMKÖTTER, LUKAS WETTWER

1 Projektbeschreibung

Die Bodenvorräte an Phosphor werden in absehbarer Zeit erschöpft sein. Phosphorrecycling und die Umverteilung regionaler Gülleüberschüsse werden zu einem wichtigen Baustein bei der notwendigen Effizienzsteigerung in diesem Sektor. Um diesem Ziel näher zu kommen, wird sich in diesem Projekt der Optimierung einer kompakten Anlagentechnik für die effiziente hochgradige Separation von wertvollen Feststoffen aus der Frischgülle bis hin zu einem voll funktionsfähigen Separator mit breitem Anwendungsspektrum angenommen. Der Separator (VakuSep), der Fa. BeTeBe, soll nach Abschluss des Projektes sowohl für die Separation von Schweinegülle und Rindergülle als auch für die von Gärresten genutzt werden können. Besonderes Augenmerk liegt hierbei nicht nur auf der Vielfalt der Anwendungsmöglichkeiten in Bezug auf die zu separierenden Stoffe, sondern darüber hinaus auch auf der Flexibilität der Anlage durch Ihre modulare Bauweise. Die Zusammensetzung der Anlage in Form eines „Baukastenprinzips“ ermöglicht sehr viele Anpassungs- und Änderungsmöglichkeiten, so dass jede Anlage explizit auf den jeweiligen Anwendungsbereich angepasst werden kann.

2 Durchführung der Versuche

Ziel der Optimierung ist vor allem ein möglichst hoher Abscheidegrad der Nährstoffe (insbesondere Phosphor) in den Feststoff und ein entfrachtetes Filtrat, so dass dieses anlagennah ausgebracht werden kann. Zur Erreichung dieser Ziele sollen in diesem Projekt sowohl eine vorgelagerte Grobseparation als auch eine nachgelagerte Reinigungsstufe, wie zum Beispiel eine Sedimentation über einen Schräglamellenklärer, integriert werden. Darüber hinaus wird über mehrere Versuchsreihen erforscht welches die bestmöglichen Einstellungen für ein optimales Separationsergebnis sind. In Abbildung 1 ist der Feinseparator („VakuSep“) im laufenden Betrieb zu sehen. Der Auswurf der Feststoffe erfolgt über zwei Rutschen, das Filtrat wird direkt über ein Schlauchsystem abgeleitet.



Abb. 1: Versuchsreihe mit dem „VakuSep“ zur Optimierung der Einstellungen (© BeTeBe GmbH, A. Bengfort)

3 Erste Ergebnisse und Aussichten

Durch die Analyse der Versuchsreihen mit dem Feinseparator „VakuSep“ wurden schon erste Ergebnisse zur Einstellungsoptimierung generiert. Ziel der Versuchsreihe war es über eine Nährstoffanalyse der einzelnen Phasen (flüssig und fest) herauszufinden welche Siebweiten für den Einsatz bei Gärresten am besten geeignet sind. Anhand dieser Analysewerte konnte bestimmt werden, dass vor dem Hintergrund von Durchsatz, Energieaufwand und Abscheidegrad die Siebweite 200 µm am besten geeignet ist. Ein grundsätzlicher Aufbau der Anlage ist schematisch in Abbildung 2 dargestellt:

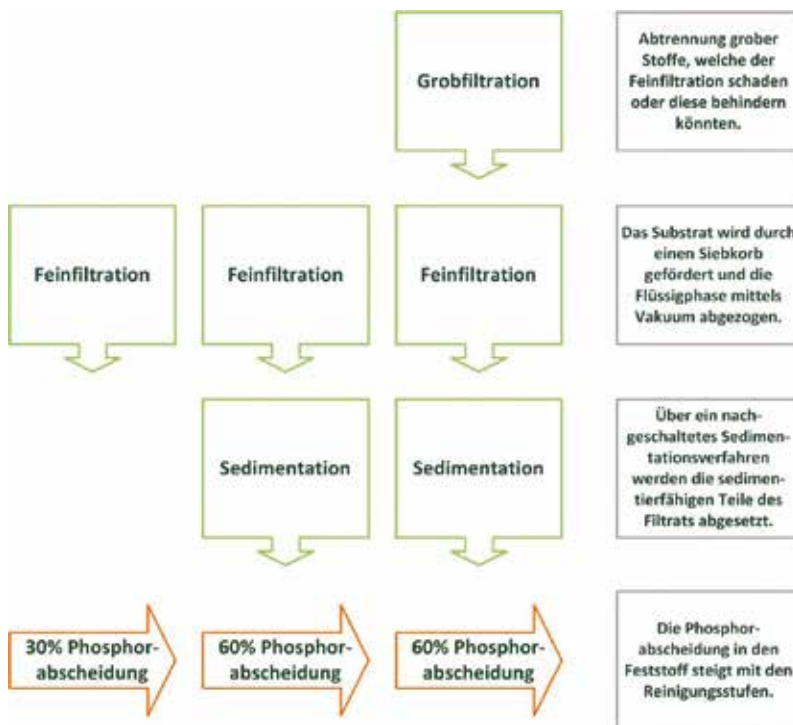


Abb. 2: Schematischer Aufbau der Separationsanlage

Im Bereich der nachgeschalteten Sedimentation, werden Versuche zur Sinkgeschwindigkeit und zur generellen Absinkfähigkeit gefahren. Darüber hinaus stellt der Einsatz von Fällungs-/ Flockungsmitteln eine mögliche Option zur weiteren Optimierung der Nachbehandlung dar.

Mest op Maat – Nachhaltiger Dünger nach Maß

ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER, DANIEL BAUMKÖTTER

1 Einleitung

Das Interreg VA-Projekt „Mest op Maat – Nachhaltiger Dünger nach Maß“ arbeitet entlang der gesamten Wertschöpfungskette von der Rohgülle, über die direkte Nutzung als Dünger oder Energiesubstrat, bis hin zu deren Aufbereitung zu Düngemitteln und Input-Substraten für Biogasanlagen in den viehveredlungsstarken Regionen in Deutschland und den Niederlanden. Dabei steht die transparente und bedarfsgerechte Verwertung der Gülle und Gärreste unter Zuhilfenahme effizienter Technologien im Mittelpunkt der Arbeiten.

Das Projektgebiet für Mest op Maat umfasst in NRW die Kreise des Münsterlandes, in Niedersachsen die Landkreise Emsland und Grafschaft Bentheim sowie auf niederländischer Seite die Regionen Overijssel und Gelderland. Die zum Teil hohen regionalen Überschüsse an Nährstoffen müssen umweltverträglich verwertet werden und erzeugen dabei steigende Kosten. Gleichzeitig besteht in Ackerbauregionen ein Bedarf an Nährstoffen, wodurch sich in den letzten Jahren eine stetig wachsende Logistik für tierische Ausscheidungen entwickelt hat, die gerade auch grenzüberschreitend stattfindet. Diese ist jedoch oft nur wenig effizient und wirtschaftlich häufig nicht sehr sinnvoll.

2 Bisherige Ergebnisse

Zentrales Element des Projektes ist die Homepage (www.mestopmaat.eu). Auf dieser wurden bereits erste Ergebnisse wie eine interaktive Karte mit den Akteuren im Projektgebiet (siehe Abbildung 1) und Übersichten zu den rechtlichen Grundlagen für Anfall, Verarbeitung, Transport sowie Anwendung von Dünger aus tierischen Ausscheidungen in Deutschland und den Niederlanden veröffentlicht.

Schwerpunkt der Arbeiten im Projekt ist die Untersuchung bestehender und neuer Technologien und Konzepte zur Gülle- und Gärrestverwertung. Dazu werden diese im Labor- und Praxismaßstab für die Aufbereitung von Rinder- und Schweinegülle sowie Gärreste getestet. Durch die Versuche sollen Optimierungspotenziale bei bestehenden Techniken gehoben werden, neue Technologien weiterentwickelt und in technisch ausgereifte Konzepte überführt werden. Am Ende steht die Realisierung in Pilotanlagen im Praxismaßstab.



Abb. 1: Karte von Unternehmen, Dienstleistern und Institutionen mit Bezug zur Gülle- und Gärrestaufbereitung sowie -verwertung im Mest op Maat-Projektgebiet (Quellen: Esri, HERE, Garmin, FAO, USGS, NGA für Basiskarte; EuroGeographics für Verwaltungsgrenzen; www.mestopmaat.eu)

In einer Versuchsreihe wurden vier Separationstechniken bei verschiedenen Einstellungen mit Gärrest, Mastschweine-, Sauen- und Rindergülle untersucht. In Abhängigkeit vom Anwendungszweck hatte dabei jede Technik ihre Stärken und Schwächen. Bei der Abscheidung von Phosphor zum Beispiel erzielte die untersuchte Dekanterzentrifuge in Schweinegülle einen Abscheidegrad von bis zu 80 % in den Feststoff. Mit den erzeugten Filtraten werden nun Versuche zur weiteren Behandlung im Labormaßstab fortgeführt. Dazu werden Verfahren zur Sedimentation, zur Ammoniakstrippung und zur Fällung und Flockung untersucht.

Neben Anlagen zur Aufbereitung werden im Projekt auch Logistik und Ausbringungstechnologien betrachtet. Durch eine gesteuerte und bedarfsgerechte Düngung können umweltschädliche Nährstoffüberschüsse reduziert werden. Möglich wird dies z. B. durch eine NIRS-gesteuerte Gülleausbringung. Bei ersten Untersuchungen zur mobilen NIRS-Analytik mit unterschiedlichen Güllen zeigte sich vor allem beim Parameter Gesamt-Stickstoff bei Schweine- und Rindergülle eine hohe Übereinstimmung mit der Schwankungsbreite der Ergebnisse aus vier Analytiklaboren.

3 Fazit und Ausblick

Im Rahmen des Projektes werden Anfall, Überschuss und tatsächlicher Transport tierischer Ausscheidungen und Nährstofffrachten transparent dargestellt. Mit Hilfe gemeinsamer grenzüberschreitender Exkursionen und Expertenworkshops werden in dem Projekt innovative Aufbereitungstechnologien und Verwertungskonzepte untersucht und bewertet. Dabei steht vor allem auch die Ermittlung der Interessen und Bedarfe der Abnehmerseite im Mittelpunkt, um bedarfsoptimierte Konzepte entwickeln zu können.

Unterstützt durch das INTERRAG VA Programm:



Power-to-Gas: Wasserstoffmethanisierung bei zweiphasiger Prozessführung

LUKAS ILLI, BERNHARD LECKER, HANS OECHSNER

Durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien werden in Zukunft größere Speicherkapazitäten benötigt. Die Speicherung des Überschussstromes kann über den Energieträger Biomethan realisiert werden. Dafür wird Wasserstoff mittels Elektrolyse aus Überschussstrom erzeugt und mit Hilfe von Kohlenstoffdioxid in Biomethan umgewandelt. Dies kann in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist und für verschiedene Nutzungen dezentral verwendet werden. Eine vorteilhafte und praxisnahe Lösung bietet die biologische, druckfreie Methanisierung in der zweiphasigen Biogaserzeugung.

Die Zielsetzung des Forschungsprojektes ist die Optimierung von speziellen Eintrags-techniken für die Gase Wasserstoff und Kohlendioxid, sodass eine feinblasige Verteilung der Gase sichergestellt werden kann. Dafür wurden speziellen Anaerobfilter zur biologischen Methanisierung entwickelt und aufgebaut. Weiterführend werden die Parameter Raumbelastung, Verweilzeit, Gärtemperatur, Zugabe der Wasserstoff- und Kohlenstoffdioxidmasse und der Einsatz von Hydrogenotrophen variiert und dessen Auswirkungen auf die Wasserstoffumsetzung untersucht. Im Rahmen des Projektes finden zusätzlich Untersuchungen zur mikrobiologischen Zusammensetzung statt. Am Ende des Projektes soll eine Abschätzung durchgeführt werden, in welchem Maße die gewonnenen Ergebnisse auf Praxisanlagen übertragen werden können.

Die erste Stufe der zweiphasigen Versuchsanlage besteht aus einem separaten, kontinuierlich betriebenen Fermenter, der das Nährmedium für die Methanreaktoren der zweiten Stufe liefert. Das Nährmedium wird in Vorratsbehältern gelagert und kontinuierlich in die Methanreaktoren eingebracht. Für die zweite Stufe der Anlage wurden vier identische 100 l Methanreaktoren mit Wasserstoffeintrag zur biologischen Methanisierung aufgebaut. Zur Rezirkulation der Gasphase und zum feinblasigen Eintrag des Wasserstoffs werden zwei unterschiedliche Eintragstechniken getestet.

Das Projekt wird gefördert durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL).

Biogene Methanisierung von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid

MATTHIAS GRUTTMANN, CHRISTOF WETTER, ELMAR BRÜGGING

1 Projektbeschreibung

Der Ausbau von erneuerbaren Energien zur Energiewende macht aufgrund der fluktuierenden Stromerzeugung die Schaffung von Speicherkapazitäten notwendig. Die größte Speicherkapazität bietet das Erdgasnetz. Mit der Power-to-Gas Technologie kann aus Strom von erneuerbaren Energiequellen Wasserstoff hergestellt werden, der dann in einem weiteren Schritt mit Kohlenstoffdioxid zu Methan umgesetzt werden kann. Statt der klassischen chemisch-katalytischen Methanisierung nach dem Sabatierprozess, kann alternativ auch die biogene Methanisierung mit Hilfe von Mikroorganismen angewendet werden. Das Projekt wird innerhalb des Interreg Va Projektes „Grüne Kaskade“ bearbeitet. Das Ziel ist es, ein vielseitig einsetzbares Verfahren zu entwickeln, mit dem aus Kohlenstoffdioxid bzw. Biogas und Wasserstoff, Biomethan erzeugt wird, welches als Energieträger vielfältig eingesetzt werden kann.

2 Durchführung

Zur Untersuchung der biogenen Methanisierung von Biogas wurden im Rahmen des Projektes zwei halbtechnische Reaktoren entwickelt. Das Ergebnis der Entwicklung sind zwei identische Umwälzreaktoren aus Edelstahl mit einer Füllkörperschüttung, die in Ab-



Abb. 1: Halbtechnische Methanisierungsreaktoren der FH Münster (© Matthias Gruttman)

bildung 1 dargestellt sind. An den Reaktoren wird der Prozess durch Variation der Temperatur, dem Druck und der Umwälzgeschwindigkeit optimiert. Auch der Spurenelement- und Nährstoffbedarf der Mikroorganismen wird im Rahmen des Projektes ermittelt.

Neben der Optimierung des Prozesses wird die auf das Projekt aufbauende Pilotphase vorbereitet. Die Vorbereitung der Pilotphase umfasst die Identifikation von Einsatzmöglichkeiten im Projektgebiet, die Recherche der geltenden Gesetze, Richtlinien und Verordnungen in Deutschland und den Niederlanden sowie eine Wirtschaftlichkeitsberechnung. Aus den Daten werden abschließend Nutzungskonzepte für die Technologie erstellt.

3 Erste Ergebnisse

Im Rahmen des Projektes wurden bereits einleitende Versuche zur Ermittlung des Spurenelement- und Nährstoffbedarfs durchgeführt. Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass diverse gelöste Spurenelemente und Nährstoffe von den Mikroorganismen der biogenen Methanisierung gebunden werden und damit für die Steigerung der Bakteriendichte nicht mehr zur Verfügung stehen. In Abbildung 2 ist der Anteil der Spurenelemente und Nährstoffe der Ausgangsprobe dargestellt, der in dem Kontrollzeitraum umgesetzt wurde.

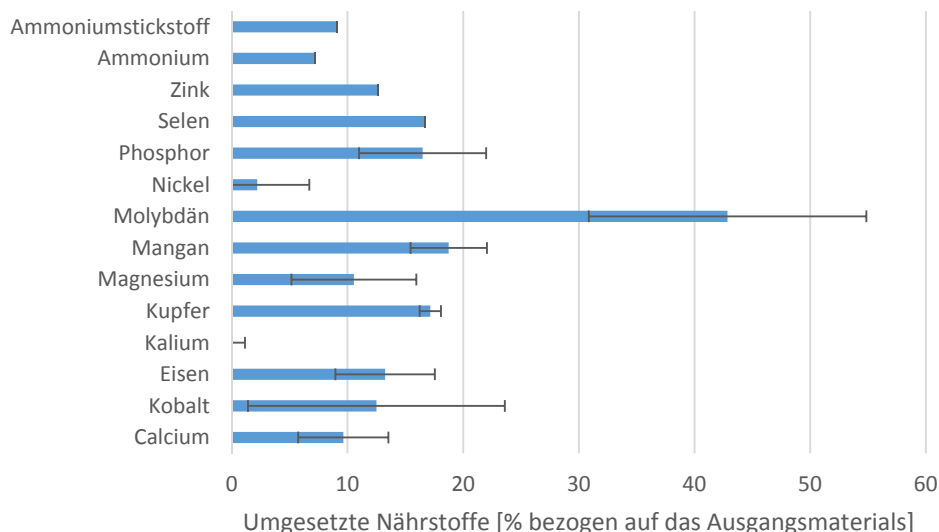


Abb. 2: Anteil der gebundenen Spurenelemente und Nährstoffe

Auf Basis der Ergebnisse kann ein Rezept für die Zugabe von Spurenelementen und Nährstoffen erstellt werden. In weiteren Versuchen wird aufbauend auf die Ergebnisse nach dem Erreichen der maximalen Methanbildungsrate ein Gemisch der fehlenden Elemente zugegeben und die Leistungsfähigkeit mit einem Kontrollsystem verglichen.



Thermophile biologische Methanisierung im MikMeth-Prozess

MICHAEL LEBUHN, DIETMAR STRÜBING, BETTINA HUBER, KONRAD KOCH,
JÖRG E. DREWES

1 Einleitung

Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien aus Sonne und Wind wachsen in Deutschland auch die Herausforderungen an eine jederzeit bedarfsgerechte Energieversorgung. Erzeugungsschwankungen können die System- und Versorgungssicherheit des Stromnetzes beeinträchtigen. Zur Kompensation der Schwankungen steigt auch der Bedarf für flexible und effiziente Energieumwandlungs- und Speichertechnologien. Hierfür sind auch dezentral einsetzbare Mittel- und Langzeitspeicherverfahren zu entwickeln. Power-to-Gas-Technologien, die H_2 z.B. aus der Elektrolyse von Überschussstrom und CO_2 zu CH_4 und H_2O umsetzen, können bereits die Speicherkapazität des Gasnetzes mit der vollständig entwickelten Infrastruktur nutzen. Dabei bietet das hier vorgestellte biologische Riesebettverfahren gegenüber dem chemisch-katalytischen Sabatier-Prozess die wesentlichen Vorteile, dass der Prozess einfach, sehr energieeffizient drucklos und auch mit unreinen Gasen gestaltet werden kann.

2 Material und Methoden

Abbildung 1 zeigt von links nach rechts den MikMeth-Fermenter, das Verfahrensflussbild, wichtige Informationen zum Betrieb und die im Riesebett eingesetzten Aufwuchskörper mit schwach ausgebildetem Biofilm. Begleitend zur Aufnahme wichtiger Verfahrenskennwerte (Abb. 1) wurden Proben zu signifikanten Zeitpunkten molekularbiologisch hinsichtlich Präsenz (DNA-Ebene) und Aktivität (mRNA- bzw. rRNA-Ebene) methanogener *Archaea* und *Bacteria* untersucht. Dabei wurden die Gesellschaftszusammensetzung und die Abundanz der Mikroorganismen bestimmt.

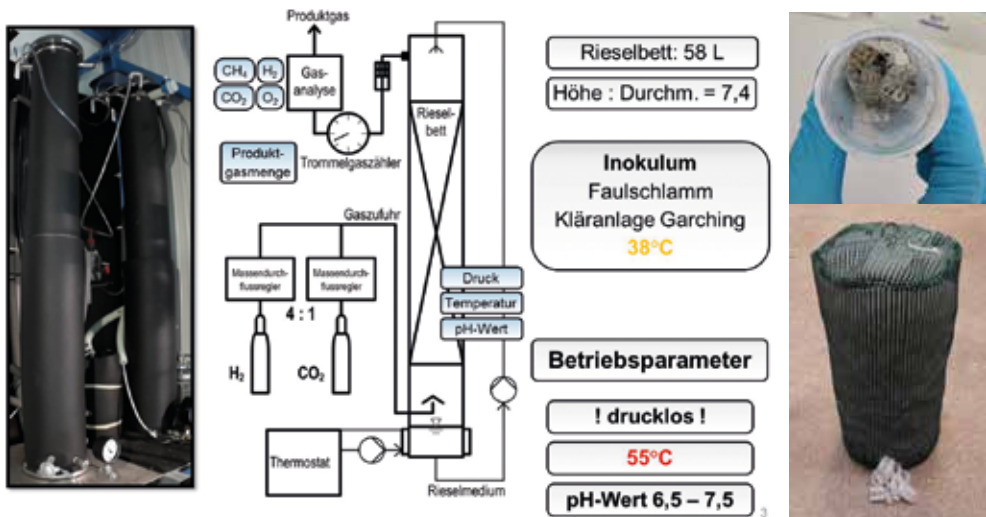


Abb. 1: MikMeth-Fermenter, Verfahrensflussbild Betriebsparameter, Aufwuchskörper (von links nach rechts; © Dietmar Strübing, Michael Leuhn)

3 Ergebnisse und Diskussion

Aus dem mesophilen Faulschlamm-Inokulum entstand bereits nach wenigen Wochen eine leistungsstarke thermophile methanogene Biozönose. Im Inokulum dominierten hinsichtlich Präsenz und Aktivität *Methanosaeta concilii* 2, *Methanobacterium* IB sp. 2 und *Methanoculleus* IIB sp. 2 unter den methanogenen Archaeen, und bei den *Bacteria* waren Cd. *Cloacimonas* sp. 2, *Ruminococcus flavefaciens* 2 und *Bacteroidetes vadinHA17* sp. am aktivsten. Hier wurde Methan demnach über den acetoklastischen und den hydrogenotrophen Weg der Methanogenese gebildet.

Im thermophilen Betrieb waren ebenfalls auf DNA- und mRNA-Ebene verschiedene *Methanothermobacter* spp. zu allen Probenahmeterminen dominant, während die anfangs (d=90) stark vertretenen und aktiven *Methanobacterium* IA sp. 2 zum stabilen Hochleistungsbetrieb hin (d=313) zurückgingen und *Methanosaeta* IIC sp. 1 in der aktiven Fraktion deutlich zunahm. Hier dominierte demnach die hydrogenotrophe Methanogenese. Die Konzentration der Methanogenen lag mit 10^8 – 10^{10} pro mL im für Biogasprozesse höheren Normalbereich. Erstaunlich waren die unerwartet hohe Abundanz (10^9 – 10^{11} pro mL) und Aktivität von (reduktiv) acetogenen *Bacteria* und syntrophen Acetatoxidierern. Demnach setzten diese *Bacteria* einen Teil der Gaszufuhr zu Acetat um und verwerteten es zum Zellaufbau.

Im Verlauf der Untersuchungen zur Optimierung des MikMeth-Prozesses zeigte sich, dass Nährstoffe und Pufferverbindungen infolge der Produktion von Wasser (neben dem Methan) ausgedünnt wurden. Dies verursachte Insuffizienzen und erfordert eine stetige Nährstoffnachführung und Stabilisierung des pH-Werts. Eine entsprechende stetige analytische Prozesskontrolle erscheint unverzichtbar.

Mit der im Betriebsverlauf erhöhten Zufuhr von H_2 und CO_2 nahm auch die Methanproduktion zu. Im langzeitstabilen Betrieb ergab sich bei einer Versorgung mit $62 \text{ m}^3 H_2$ und $15.4 \text{ m}^3 CO_2$ pro m^3 Rieselbett und Tag eine Methanproduktion von $15.4 \text{ m}^3 / (\text{m}^3 \cdot \text{d})$ mit einem Methangehalt im Produktgas von 98 % und mehr. Bei einem derart hohen CH_4 -Gehalt ist der Aufwand für die Aufbereitung des Produktgases auf Erdgasqualität wesentlich reduziert. Insbesondere für einen Start-Stop-Betrieb bei fluktuierender Gasversorgung zeichnete sich der MikMeth-Prozess durch eine ausgeprägte Schwarzstartfähigkeit aus: Nach Ausfällen der Wasserstoffversorgung über 1–2 Tage stellte sich die Methanproduktion innerhalb weniger Stunden wieder auf das Ausgangsniveau ein. Die thermophile methanisierende Biozönose starb also nach Ausfall der H_2 -Versorgung nicht ab sondern erwies sich als sehr schnell reaktivierbar. Im Vergleich mit alternativen aktuellen Systemen zur biologischen Methanisierung erweist sich der MikMeth-Prozess insbesondere hinsichtlich der Energiebilanz als äußerst konkurrenzfähig.

Stationäre Kleingasturbine im Biogasbetrieb

JOHAN M. FELDWISCH, MARKUS HERBIG, DIETER PEITSCH

1 Einführung

Am Institut für Luft- und Raumfahrttechnik ist durch die mehrjährige Arbeit einer Studenteninitiative eine kostengünstige, stationäre Kleingasturbine (22 kW) für den Biogasbetrieb entwickelt worden. Die hohe Energiedichte von Gasturbinen trägt zur effizienten, ökologisch verträglichen Stromversorgung maßgeblich bei. Um eine hohe Flexibilität zu gewährleisten, wurde die Anlage für nicht aufbereitete Biogase mit unterschiedlichen Methananteilen ausgelegt. Die Dezentralität von Kleingasturbinen ist eine Alternative zu herkömmlichen Kraftwerkstypen.

Die Idee für die Entwicklung der Maschine wurzelt in der Biogasproduktion durch Agrarbetriebe in Brasilien, die ihr Produkt auch energetisch wertvoll nutzen wollen. Aus diesem Grund ist eine Kooperation mit dem brasilianischen Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA) aus San José dos Campos entstanden.

2 Entwicklung

Als Grundlage der Entwicklung diente ein erweitertes Leistungsrechnungsmodell zur Abstimmung der Komponenten miteinander. Die Verwendung der „State of the Art“-Software GTLab (entwickelt durch das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt) erlaubte alternative Gasturbinenkonzepte zu vergleichen und zu entwickeln.

Die Entwicklung, sowie Fertigung der Hauptkomponente Brennkammer wurde durch die brasilianische Partnerschaft mit der ITA realisiert. Des Weiteren wurden komplexe Computational Fluid Dynamics (CFD) Simulationen zum Design der Komponenten durchgeführt um einen effizienten Betrieb zu gewährleisten. In Abbildung 1 ist eine CFD Simulation der Brennkammer dargestellt, die zur Abschätzung der Kühlmethode, sowie Flammenstabilität unerlässlich ist.

Durch die weitreichende Unterstützung des Instituts für Luft- und Raumfahrttechnik waren auch experimentelle Untersuchungen der Einlaufgeometrie möglich.

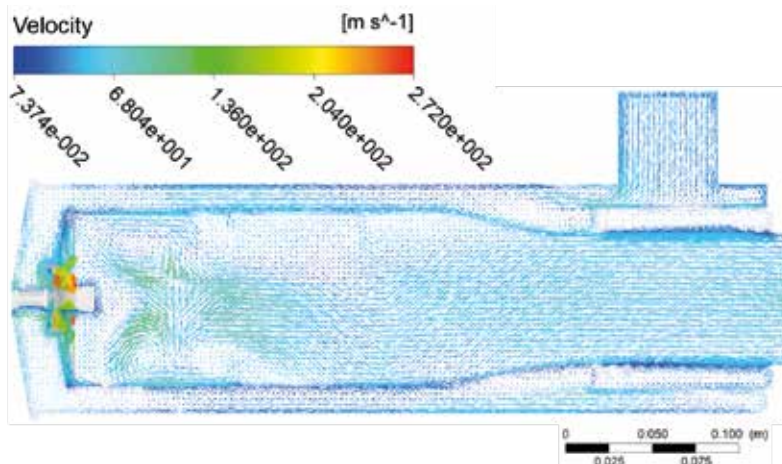


Abb. 1: CFD Simulation der Brennkammer (© ITA)

3 Forschungsstand und Ausblick

Das Ergebnis der zweijährigen Konstruktions- und Fertigungsphase ist ein vollständiger Versuchsträger zur Erforschung des Betriebsverhaltens, wie in Abbildung 2 zu sehen. Forschungsgegenstand wird die Untersuchung verschiedener Biogaskonzentrationen sein, sowie die Entwicklung von Regelungs- und Automatisierungsalgorithmen mit Blick auf einen effizienteren Betrieb.



Abb. 2: Komplett instrumentierter Versuchsträger (© TU Berlin)

Daraus ableitbare Optimierungen des Messsystems und der Komponenten sind ebenfalls geplant. Des Weiteren ist eine Erweiterung des Anwendungsgebiets zu untersuchen und auf Realisierbarkeit zu validieren.

Über die messtechnische Forschung hinaus, werden Partner gesucht, um einen mobilen Prototypen zu entwerfen, der zusätzlich mit einem Abgaswärmetauscher ausgestattet werden wird. Dieser Entwicklungsschritt soll die Effizienz und Einsetzbarkeit der Maschine unter realen Bedingungen beweisen.

Literatur

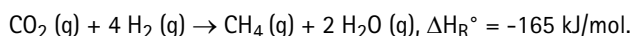
- Wäsche, R. (2015): Untersuchung und Bewertung verschiedener Konzepte einer Kleingasturbine hinsichtlich ihres stationären und instationären Leistungsverhaltens. Master-Thesis
- Rosenbaum, C. (2015): Leistungsstudien zu einer biogasgetriebenen Kleingasturbine. Bachelor-Thesis
- Rösch, S. (2013): Konstruktion, Aufbau und Betriebstest einer Kleingasturbine unter Verwendung von Abgasturboladern. Diplom-Thesis

Volumenstromänderung bei der instationären Methanisierung von CO₂ in einem wandgekühlten Festbettreaktor

GEORG TAUER, CHRISTOPH KERN, ANDREAS JESS

In Anbetracht des weltweit steigenden Energiekonsums und der Abhängigkeit von begrenzten fossilen Rohstoffen (Marktanteil: 86 % in 2015) [1] ist es notwendig neue Strategien zu entwickeln um diese Energiequellen zu ersetzen [2]. Zudem führt die Verbrennung von Kohle, Erdöl und Erdgas zu einem Anstieg der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre. Vielversprechende CO₂-neutrale Alternativen für die Zukunft sind erneuerbare Energien, wie beispielsweise Wind- und Solarenergie, Biomasse und Wasserkraft. Wind- und Solarenergie unterliegen starken Schwankungen in der Erzeugung und produzieren nicht bedarfsorientiert.

Gleichzeitig ist die Speicherkapazität für Überschussstrom derzeit sehr gering. Zur Speicherung von Überschussenergie ist das Power-to-gas Konzept eine vielversprechende Technologie [3]. Hierbei spielen H₂ und CO₂ eine Schlüsselrolle. Durch Elektrolyse von Wasser wird Wasserstoff generiert, welcher bereits als chemischer Energiespeicher dienen kann. Schwierigkeiten stellen jedoch die energie- und kostenintensive Speicherung und der Transport von Wasserstoff dar. Um die Wasserstoffspeicherung zu umgehen, soll dieser mit CO₂ in der Sabatier-Reaktion zu Methan und Wasser katalytisch umgesetzt werden.



Als CO₂-Quelle ist Biogas aufgrund seines hohen CO₂-Gehaltes von 25–55 Vol.-% interessant. Durch die Sabatier-Reaktion wird Methan gebildet, das ebenfalls ein Hauptbestandteil von Biogas ist. Somit kann sowohl Überschussenergie chemisch gespeichert werden, als auch das Biogas von CO₂ gereinigt werden. Der Vorteil von aufgereinigtem Biogas liegt in der bereits vorhandenen Speicher- und Transportinfrastruktur für Erdgas, die hierfür ebenfalls genutzt werden könnte, sowie der etablierten C1-Chemie.

Aufgrund der hohen Exothermie der Sabatier-Reaktion ist eine Temperaturkontrolle notwendig, um hohe Umsätze zu garantieren und gleichzeitig ein thermisches Zünden des Reaktors zu verhindern. Hierfür wird ein mathematisches Modell, mit dem sich sowohl der Umsatz, als auch der Temperaturverlauf im Reaktor zuverlässig simulieren lässt, benötigt. Diese Arbeit beschäftigt sich sowohl mit der Kinetik des kommerziellen Nickelkatalysators, als auch dem Wärmeabtransport in einem wandgekühlten Einzelrohrreaktor von 1 m Länge und 2 cm Durchmesser.

Die Wasserstoffproduktion ist an die Verfügbarkeit von günstigem Strom gekoppelt. Der Methanisierungsreaktor soll daher instationär betrieben werden um die Größe des Wasserstoffspeichers zu minimieren [4]. Bei fluktuierender Wasserstoffbereitstellung wäre das Szenario von variierenden Volumenströmen denkbar. Hierbei wird die Fließgeschwindigkeit der Reaktionsgasmischung verändert, wodurch sich der Wärmeabtransport, die Verweilzeit und die Partialdrücke verändern. Es werden instationäre Effekte gezeigt und auf deren Relevanz hinsichtlich der Modellierung eines instationären Reaktormodells bewertet.

References

- [1] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/42454/umfrage/weltweiter-primarenergieverbrauch-nach-brennstoffen-in-oelaequivalent> (8. Juni 2017)
- [2] Hashimoto, K. et al., *Energy, Sustainability and Society*, 4:17 (2014)
- [3] Ghaib, K., *Chem. Ing. Tech.*, Vol. 88, 1102, (2016)
- [4] Rönsch, S. et al., *Chem. Ing. Tech.*, Vol. 88, 1198 (2014)

Nachgärer als Wärmespeicher für flexible Biogasanlagen

INGOLF SEICK, JÜRGEN WIESE

1 Einleitung

Für eine flexible Stromproduktion von Biogasanlagen bei gleichzeitig möglichst hohem Wärmenutzungsgrad werden effiziente Technologien der Wärmespeicherung eine entscheidende Rolle spielen. Vor diesem Hintergrund wird im Verbundprojekt „ThermoFlex“ – gefördert vom BMBF im Programm KMU-Innovativ – ein neues Verfahren entwickelt. Wesentliches Ziel des ThermoFlex-Verfahrens ist es, die Flexibilisierung von Biogasanlagen bei hohem Wärmenutzungsgrad ohne zusätzlichen Wärmespeicher zu ermöglichen. Damit sollen die Investitionskosten gegenüber konventionellen Systemen der Wärmespeicherung deutlich verringert werden.

Das Verfahren basiert auf einem gezielten, geregelten Betrieb einer zweiten Fermentationsstufe (Nachgärer) in thermophilen Temperaturbereichen nach einer mesophilen ersten Stufe (Fermenter). Dies ermöglicht eine effektive und flexible Wärmespeicherung im Nachgärer für die Fermenterheizung sowie externe Wärmenutzungen auf akzeptablem Temperaturniveau. Die Dimensionierung und Wärmedämmung üblicher Nachgärer bietet bereits bei relativ geringen Temperaturschwankungen ein beträchtliches Wärmespeicherpotenzial. Eine wichtige Voraussetzung des neuen Verfahrens ist, dass die Prozessbiologie der schwach belasteten Nachgärer entsprechende Temperaturvariation toleriert. Dies wurde inzwischen im Labor bestätigt (siehe Kap. 2).

Die Abbildung 1 veranschaulicht das neue Verfahren am fiktiven Beispiel einer entsprechend umgerüsteten Biogasanlage. Der Fermenter wird weiterhin mesophil mit konstanter Temperatur (z. B. 40 °C) betrieben. Der Nachgärer soll gezielt geregelt mit 45 bis 60 °C gefahren werden und somit als Wärmezwischenspeicher fungieren. Generell kann die zu nutzende Wärme aus dem Nachgärer mittels Wärmetauscher (W_{NUTZ}) ausgekoppelt werden. Durch Rezirkulation von Nachgärinhalt in den Fermenter lässt sich die dort benötigte Temperatur halten. Ist das BHKW aus, wird sich dadurch die Temperatur im Nachgärer je nach Wärmebedarf verringern. Ist das BHKW wieder aktiv, wird der Inhalt des Nachgärers zur Beheizung über einen weiteren Wärmetauscher (W_{HEIZ}) umgewälzt und die Temperatur im Nachgärer wieder in Richtung der Zieltemperatur erhöht.

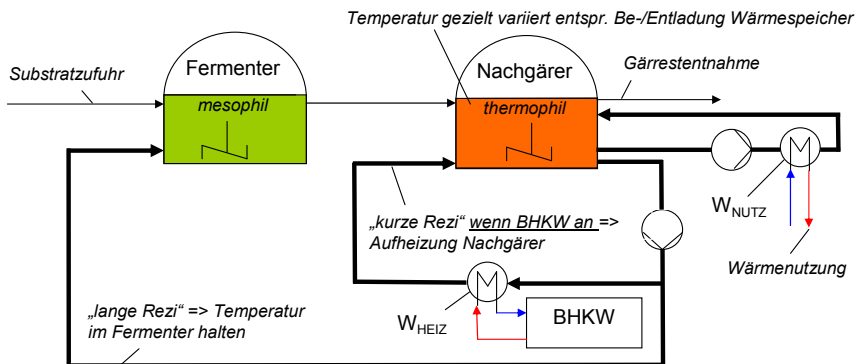


Abb. 1: Exemplarisches, vereinfachtes Schema zum ThermoFlex-Verfahren

2 Gärversuche zur Temperaturtoleranz der Prozessbiologie

2.1 Überblick Material und Methoden

Im Projekt wurden zunächst Batch-Gärtests für verschiedene Gärtemperaturen zwischen 40 und 65 °C durchgeführt, um grundsätzliche Aussagen zum maximalen Gas- und Methanertrag und zur Prozesskinetik i. Z. m. der Temperatur zu treffen.

Mit semi-kontinuierlichen Gärversuchen wurde der Einfluss gezielter Temperaturvariationen auf die Stabilität und Effektivität der thermophilen Prozessführung quantifiziert. Die Hauptversuche wurden dabei mit folgendem System durchgeführt:

„Biogasomat“ LEHMANN BGM 2 / 5000 MT (2 x 5 L, Mantelheizung, Rührwerk). Ein Behälter wurde mesophil mit 40 °C als Referenz gefahren. Es wurde Impfschlamm von einer mesophil betriebenen landwirtschaftlichen Biogasanlage verwendet und im thermophilen Behälter an 54 °C adaptiert. Im thermophilen Reaktor erfolgten dann die Temperaturvariationen in Tagesschritten (± 1 bis ± 4 K/d im Bereich von 44–60 °C). Die Fütterungen (Mais- und Grassilage) sowie die Gasmengen- und Gasqualitätsmessungen erfolgten i. d. R. einmal täglich. Die Raumbelastung betrug dabei ca. 1 kg oTS/(m³ · d).

2.2 Überblick Versuchsergebnisse

Die erzielten oTS-spezifischen Gas- und Methan-Ausbeuten liegen im thermophilen Milieu mit variablen Gärtemperaturen bei 600–660 L_N Biogas bzw. 330–380 L_N Methan je kg oTS und somit im erwarteten Bereich. Die Prozessbiologie blieb insgesamt intakt und stabil. Dies zeigte sich sowohl in den erfassten Gasmengen und der Methankonzentration des Biogases als auch in den klassischen Stabilitätsparametern pH-Wert und FOS/TAC. Bis 60 °C wurden Temperatursprünge von ± 2 K/d und unterhalb der Adaptionstemperatur von 54 °C sogar von ± 4 K/d problemlos toleriert.

3 Zusammenfassung und Ausblick

Temperaturänderungen von 2 oder auch 3 K/d bis ca. 58 °C sind bei der Vergärung von Mais- und Grassilage mit geringen oTS-Raumbelastungen offensichtlich kein Problem. Dies ermöglicht gemäß dem ThermoFlex-Verfahren die Nutzung von Nachgärbehältern als Wärmespeicher für große Energiemengen auf akzeptablem Temperaturniveau. Die im Vergleich zu Hauptfermentern üblicher Biogasanlagen geringe Belastung wird als Erklärung für die deutlich positiv vom Lehrbuchwissen abweichenden Laborergebnisse zur Temperaturtoleranz der thermophilen Prozessbiologie gesehen.

Eine generelle Steigerung der Methanausbeuten gegenüber der mesophilen Referenz konnte in den Laborversuchen bisher nicht nachgewiesen werden. Das ist aber auch nicht primäres Ziel des Projektes. Eventuell lässt sich dies durch Beschränkung der maximalen Gärtemperatur auf die Adaptionstemperatur erreichen, was bei der Konzeption der Regelung zu berücksichtigen ist.

Weiterhin erfolgen semi-kontinuierliche Gärversuche zur zweistufig mesophilen/thermophilen Prozessführung mit gezielter Temperaturvariation, wobei der thermophile Nachgärer mit dem Ablauf des mesophilen Fermenters beschickt wird.

Politische Prozesse der Bioökonomie zwischen Ökonomie und Ökologie – BIO-ÖKOPOLI: Fallgruppe Bioenergie

**KATRIN BEER, MICHAEL BÖCHER, ALEXANDER BOLLMANN, DANIELA PERBANDT,
ANNETTE ELISABETH TÖLLER, THOMAS VOGELPOHL**

1 Hintergrund des Projekts

„Politische Prozesse der Bioökonomie zwischen Ökonomie und Ökologie – BIO-ÖKOPOLI“ ist ein gemeinsames Forschungsprojekt des Lehrgebiets Politikfeldanalyse und Umweltpolitik der FernUniversität Hagen und des Lehrstuhls für Politikwissenschaft mit dem Schwerpunkt Nachhaltige Entwicklung der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg. Das Projekt wird durch das BMBF im Rahmen der Förderlinie Bioökonomie als gesellschaftlicher Wandel für drei Jahre (Feb. 2017 – Jan. 2020) finanziert.

Das interdisziplinäre Projektteam nimmt politische Prozesse in den Blick, die den gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Transformationsprozess in Richtung einer bio-basierten Wirtschaftsweise begleiten. Der Fokus liegt dabei auf umweltrelevante Aspekte der Bioökonomie, auf möglichen Konflikten zwischen wirtschaftlicher Nutzung und Umweltschutz und den gesellschaftlichen Aushandlungsprozessen, die daraus resultieren.



Abb. 1: Logo BIO-ÖKOPOLI

2 Forschungsdesign

Die wissenschaftlichen MitarbeiterInnen führen im Rahmen des Projekts empirische Fallstudien mit Methoden der qualitativen Sozialforschung in drei Fallgruppen (Biokunststoffe, Biokraftstoffe, Bioenergie) durch. Untersuchungsgegenstand sind kollektiv verbindliche Regelungen zur Bioökonomie, die mit Umweltauswirkungen positiver, negativer, ambivalenter oder unklarer Art in Zusammenhang stehen.

2.1 Fallgruppe Bioenergie

Die energetische Biomassennutzung als Teilbereich der Bioökonomie ist im Projekt in zwei Fallgruppen untergliedert: In Abgrenzung zur Fallgruppe Biokraftstoffe werden in der

Fallgruppe Bioenergie an der OVGU Magdeburg politische Prozesse im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Strom und Wärme aus Biomasse untersucht.

Neben biologischen Festbrennstoffen spielt Biogas als regenerativer Energieträger eine bedeutende Rolle für die Energiewende und eine Transformation in Richtung einer biobasierten Ökonomie. In der Fallgruppe Bioenergie stehen daher gesellschaftliche Aushandlungsprozesse, die mit der Herstellung, Bereitstellung und Nutzung von Strom und Wärme aus Biogas zusammenhängen, als ein Teilbereich im Zentrum des Interesses. Ein Fallbeispiel sind die aktuellen Entwicklungen im Zusammenhang mit der Novellierung des EEG aus dem Jahr 2017.

2.2 Transdisziplinarität

Im Sinne einer transdisziplinären Nachhaltigkeitsforschung soll von Beginn an ein Austausch mit außeruniversitären Akteuren der Praxis stattfinden. Die Erkenntnisse des Forschungsprojektes werden durch wissenschaftliche Publikationen und andere Formate im Rahmen von Dissemination-Aktivitäten verbreitet.

Drei Statusworkshops dienen dem Austausch mit Stakeholdern (politische Akteure aus Ministerien wie BMUB, BMEL, Ressortforschung wie UBA, BfN, Projektträger wie FNR, Vertreter von Verbänden aus relevanten Branchen und Umweltverbänden), industriellen/wirtschaftlichen Praktikern und ExpertInnen. Sie tragen zur Qualitätssicherung des Projekts und einer besseren Praxisanbindung der Forschung und ihrer Ergebnisse bei. Die Statusworkshops finden jeweils zu Jahresbeginn 2018, 2019 und 2020 statt.

3 Ziele

Ziele der Forschung sind ein besseres Verständnis über die entscheidenden politischen Rahmenbedingungen und Prozesse der Bioökonomie sowie die damit verbundenen Konflikte und möglichen Potenziale. Das Forschungsprojekt soll eine Grundlage für die Entwicklung konkreter zukünftiger Optionen der Bioökonomie-Politik bereitstellen.

Literatur

- Bioökonomierat (2015): Bioenergiepolitik in Deutschland und gesellschaftliche Herausforderungen. Reihe BÖRMEMO 04: Bioenergie in einem nachhaltigen Energiesystem. Berlin.
- BMBF; BMEL (2014): Bioökonomie in Deutschland. Chancen für eine biobasierte und nachhaltige Zukunft. Bonn, Berlin.
- Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg) (2016): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren, 3. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer.

Klimaschutz durch Biogasanlagen

MARIE WELLNER, LUDWIG THEUVSEN

1 Hintergrund

Das Bundesland Niedersachsen weist nach Angaben des Nährstoffberichts in Bezug auf Wirtschaftsdünger in den Veredelungsregionen einen deutlichen Nährstoffüberhang von bis zu 54 kg P_2O_5 /ha LF aus tierischen Ausscheidungen und Gärresten auf; es müssen daher jährlich ca. 33.000 t Phosphat aus diesen Regionen exportiert werden. Der Einsatz von Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen in Ackerbauregionen im südlichen und östlichen Niedersachsen leistet einen erheblichen Beitrag zur Reduktion des P-Überschusses in Veredelungsregionen. Gleichzeitig steht in den Ackerbauregionen ein nährstoffreicher Gärrest zur Verfügung, der den Einsatz von mineralischen Düngern reduzieren kann. Der Einsatz der Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen geht jedoch mit zusätzlichen Emissionen einher, die beispielsweise durch den Transport der Wirtschaftsdünger entstehen. Gleichwohl tragen die Substitution mineralischer Dünger durch nährstoffreiche Wirtschaftsdünger sowie die verringerten Emissionen bei der Lagerung und Ausbringung der Wirtschaftsdünger zur Verringerung der Treibhausgasemissionen und des Versauerungspotenzials bei. Ziel dieses Beitrages ist es, die Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen (CO_2 -Äquivalent) sowie das Versauerungspotenzial (SO_2 -Äquivalent), die durch die Nutzung der genannten Systemdienstleistung von Biogasanlagen entstehen, zu quantifizieren.

2 Ökologische Auswirkungen

Zur Bewertung der ökologischen Auswirkungen verschiedener Wirtschaftsdünger wurden vier alternative Substratzusammensetzungen für eine Anlage mit $2 \times 300 \text{ kW}_{el}$ betrachtet (vgl. Tab.1). Durch den Einsatz des Wirtschaftsdüngers – namentlich flüssige Schweinegülle (SGf), dekantierte Schweinegülle (SGd) und Geflügelmist (GM) – wird in den Szenarien 1 bis 3 der Silomaisanteil am Gärsubstrat reduziert.

Tab. 1: Wirtschaftsdünger im Vergleich

Benennung Beschreibung	Status quo NawaRo 100 %		Szenario 1 SGf 33 %		Szenario 2 SGd 33 %		Szenario 3 GM 33 %	
	%	t/a	%	t/a	%	t/a	%	t/a
Silomais	67	8.040	44	7.440	42	6.445	37	4.865
GPS	15	1.800	11	1.800	12	1.800	14	1.800
Zuckerrübe	15	1.800	11	1.800	12	1.800	14	1.800
Getreide	3	360	2	360	2	360	3	360
Geflügelmist	0	0	0	0	0	0	33	4.351
SGf	0	0	33	5.619	0	0	0	0
SGd	0	0	0	0	33	5.121	0	0
Input		12.000		17.019		15.526		13.176
Gärrest		8.990		14.041		12.694		10.058
N		50		76		94		128
P ₂ O ₅		21		39		99		90
K ₂ O		58		76		70		738

t/a = Tonnen pro Jahr

Gegenüber dem Status Quo verursachen insbesondere die erforderlichen Umbaumaßnahmen sowie der Transport des Wirtschaftsdüngers zusätzliche Emissionen (vgl. Tab. 2). Die Ausbringung des Gärrestes bewirkt zudem einen höheren Dieselverbrauch. Es zeigt sich, dass die Verbringung und Vergärung des Wirtschaftsdüngers in Biogasanlagen in Ackerbauregionen jedoch insgesamt zur Reduktion der Emissionen beiträgt: Der geringere Einsatz mineralischer Dünger, der verminderte Anbau von Energiepflanzen, die gasdichte Lagerung sowie die verbleibende Ausbringung des Wirtschaftsdüngers tragen maßgeblich dazu bei. Sowohl die Treibhausgasemissionen als auch das Versauerungspotenzial werden in jedem der drei Szenarien gegenüber dem Status quo vermindert.

Tab. 2: Emissionsdifferenz pro Jahr im Vergleich zum Status quo in kg

Benennung Beschreibung	Szenario 1 SGf 33 %		Szenario 2 SGd 33 %		Szenario 3 GM 33 %	
	CO ₂	SO ₂	CO ₂	SO ₂	CO ₂	SO ₂
Äquivalent						
Transport (150 km)	39.565	0.49	33.779	0.42	28.700	0
Einsparung Mineraldünger	-146.962	-817	-294.814	-2.333	-484.704	-2.851
Einsparung Energiepflanzen	-43.446	-534	-115.494	-1.419	-229.902	-2.826
Lagerung	-900.110	-6.068	-279.513	-5.531	-245.875	-34.025
Ausbringungsverluste	-104.647	2.498	-191.898	3.993	-369.314	-10.332
Umbauten	6.339	19	4.854	14	3.387	10
Dieselverbrauch	8.283	0.1	9.078	0	9.391	0
Gesamtdifferenz	-5.409.979	-4.902	-828.007	-5.275	-1.288.316	-50.023

3 Schlussfolgerungen

Aus ökologischer Sicht ist der Einsatz von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen als positiv zu bewerten; sowohl die Treibhausgasemissionen als auch das Versauerungspotenzial werden vermindert. Die emissionsreduzierenden Effekte überkompensieren die durch die Verbringung des Wirtschaftsdüngers und dessen Lagerung entstehenden Emissionen um ein Vielfaches.

Literatur

- Guenther-Lübbers, W.; Garbs, M.; Brauckmann, H.J.; Geldermann, J.; Broll, G.; Theuvsen, L. (2015): Nachhaltige Biomassenutzung in Biogasanlagen auf Grundlage der Wirtschaftsdüngerpotenziale in Niedersachsen – „Bauernhof Niedersachsen“. Abschlussbericht.
- Landwirtschaftskammer Niedersachsen (2013): Nährstoffbericht in Bezug auf Wirtschaftsdünger für Niedersachsen 2012/2013, Stand 10.10.2013. Oldenburg.

No Agro Waste: Innovative Ansätze zur Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe in der Bioökonomie

KATRIN KAYSER, TRISTAN GRUSZKOS, MICHAEL KÖTTNER

1 Einleitung

Vor dem Hintergrund zunehmender Plastikmengen in der Umwelt und der damit einhergehenden Probleme – z.B. mit den Plastikabfällen im Meer – sowie der Endlichkeit fossiler Energien stellt sich die Frage nach alternativen Kunststoffen, die sowohl biobasiert als auch biologisch abbaubar sind.

Das von der EU im Rahmen von Horizon 2020 geförderte Projekt „*No Agro Waste – Innovative approaches to turn agricultural waste into ecological and economic assets (NoAW)*“ will diese Frage durch die Umwandlung landwirtschaftlicher Reststoffe in Grundstoffe für ökoeffiziente, biobasierte Produkte beantworten. Ziel ist eine nahezu abfallfreie Gesellschaft, von der sowohl Umwelt, Wirtschaft sowie die Verbraucher profitieren.

Um dieses Ziel zu erreichen ist das NoAW-Konzept darauf angewiesen ganzheitliche lebenszyklusorientierte Denkansätze zu entwickeln, die umweltverträgliche und innovative Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Umwandlung landwirtschaftlicher Reststoffe mit unterschiedlichen Technologie-Reifegraden vorantreiben. Diese Denkansätze berücksichtigen spezifische saisonale und regionale Besonderheiten ebenso wie Risiken, die mit einer Kaskaden- bzw. Kreislaufnutzung einhergehen können (z.B. die Anreicherung von Giftstoffen).

Bei den landwirtschaftlichen Reststoffen konzentriert sich das NoAW-Projekt auf die Nutzung von Stroh, Gülle / Festmist sowie Weintrester.

2 Konzept und Arbeitsprogramm

NoAW postuliert, dass Biogasanlagen eine etablierte und ausgereifte Technologie zur Verwertung z.B. von Reststoffen darstellen. Jedoch wird die derzeitige Wertschöpfung aus dem Verkauf von Strom, Wärme und/oder Biomethan als gering bewertet.

Durch die Verbindung der Biogasanlage zu anderen Märkten, insbesondere der Kunststoffindustrie oder zu weiteren Industriezweigen, die in der stofflichen und nicht in der energetischen Umwandlung aktiv sind, könnte sich die Wertschöpfung der Biogasanlage erhöhen und damit die Kosten für die Energieerzeugung senken.



Abb. 1: Struktur und Arbeitspakete von NoAW (© NoAW Projektinformation)

In den Arbeitspaketen von NoAW geht es somit darum, wie Biogasanlagen mit dem Bioökonomiesektor verbunden werden können (siehe Abb. 1). Möglich ist dies z.B. durch die Ausschleusung von Fettsäuren zur weiteren chemischen Verwertung, die Nutzung von Methan oder CO_2 in anderen Industriesegmente oder durch die Verwertung von Reststoffen aus biobasierten Industrieprozessen in der Biogasanlage. Ebenso werden Aufbereitungsmethoden für Einsatzstoffe getestet, mit denen die Vergärbarkeit lignozellulosehaltiger Substrate wie Stroh verbessert werden kann. Auch das resultierende Gärprodukt wird betrachtet, vor allem im Hinblick auf eine zeitlich und räumlich optimierte Düngung mit Hilfe von Nahinfrarotspektroskopie und GPS.

Insbesondere in den Arbeitspaketen 3 und 4 werden bestehende Biogasanlagen daraufhin untersucht, wie sie optimiert werden können und wie eine Kaskadennutzung landwirtschaftlicher Reststoffe in Verbindung mit Biogasanlagen aussehen kann. Ziel hierbei ist die Ausschleusung von Molekülen und Materialien, aus denen biobasierte Kunststoffe hergestellt werden können. Die untersuchten technischen Verfahren werden mit einer zu entwickelnden Matrix bewertet, um die vielversprechendsten Technologien zu identifizieren und darauf basierend neue Geschäftsmodelle zu entwickeln. Die ausgewählten Verfahren werden unter praxisnahen Bedingungen mit NoAW-Stakeholdern getestet, um die Machbarkeit aufzuzeigen.

Eine „Knowledge Exchange Stakeholder Platform (KESP)“, an der sich interessierte Bioökonomieunternehmen, Forscher, Landwirte und politische Akteure beteiligen können, begleitet das Projekt. Diese Plattform soll sicherstellen, dass die Entwicklungen von NoAW praxisrelevant und marktfähig sind.



Abb. 2: Projekt-Logo „No Agro Waste“ und Logo der Europäischen Union

3 Partner und Förderung

Das Projekt wird koordiniert vom französischen *Institut National de la Recherche Agronomique (INRA)*. Insgesamt umfasst das Konsortium 32 Partner aus 13 Ländern der EU sowie aus China und Taiwan. Das Projekt läuft von 2016 bis 2020.

NoAW wird gefördert durch Horizon 2020, dem Rahmenprogramm der Europäischen Union für Forschung und Innovation (Fördervertrag Nr. 688338).

Weitere Informationen unter: www.noaw2020.eu

Bewertung des Energiepflanzenanbaus für Biogasanlagen vor dem Hintergrund der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie – aus Sicht von Experten der Landesministerien

CHRISTINE VON BUTTLAR, MATTHIAS WILLMS

1 Vorgehen

Inhalt der 2015 fertiggestellten Studie ist die Befragung von Experten der Wasserwirtschaftsabteilungen und zum Teil Landwirtschaftsabteilungen der Landesministerien nach ihrer Einschätzung der aktuellen Biogasentwicklung im Hinblick auf die Zielerreichung der EG-Wasserrahmenrichtlinie. 13 Bundesländer haben sich beteiligt.

2 Ist-Stand

Alle befragten Bundesländer haben Grundwasserkörper in schlechtem Zustand hinsichtlich Nitrat ausgewiesen und führen gegenwärtig Maßnahmen zur Verbesserung der Situation durch. In der Summe nehmen die gefährdeten Grundwasserkörper rund 30 % der Landesfläche ein. Für Regionen mit hohem Biogasaufkommen gehen die Befragten von einem Anstieg der Gefährdung durch zusätzliche Nitratreinträge aus. Erhöhte N-Einträge aus dem Energiepflanzenanbau werden in den gefährdeten Grundwasserkörpern nach WRRL u. a. aufgrund fehlender Messnetze sowie langfristiger Fließzeiten derzeit noch nicht gemessen. Untersuchungen in einzelnen Wasserschutzgebieten weisen jedoch Zusammenhänge auf, die u. a. auf Grünlandumbrüche in Folge von Energiemaisanbau und steigendem Maisanbau mit Wirtschaftsdünger bzw. Gärreisteinsatz zurückzuführen sind.

3 Ursachen und Folgen

Risiken des Energiepflanzenanbaus für den Grund- und Oberflächengewässerschutz werden insbesondere durch eine überhöhte anlagennahe Gärrestrückfuhr, durch zunehmenden Maisanbau und damit einhergehend erhöhte Erosionsgefahr sowie das zusätzliche Aufkommen organischer Dünger durch pflanzliche Gärreste erwartet. Vorteile werden dagegen insbesondere im Ersatz fossiler Energieträger sowie der Schaffung von Zusatzeinkommen von Betrieben gesehen.

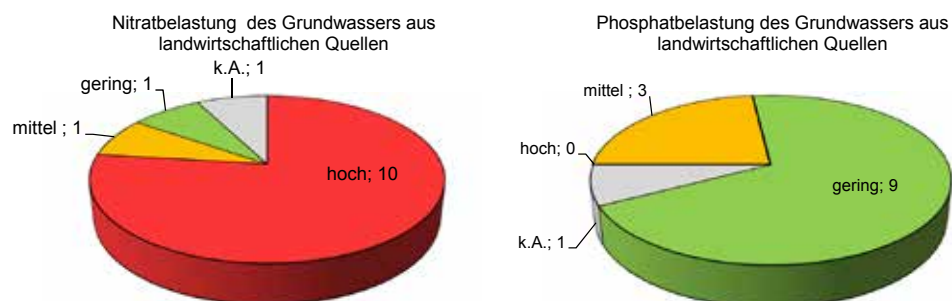


Abb.1: Einschätzung der Nitrat- und Phosphatbelastung gefährdeter Grundwasserkörper nach WRRL (in Anzahl Bundesländer)

4 Handlungsoptionen

Als mögliche Maßnahmen zur gewässerschonenden Ausrichtung des Energiepflanzenanbaus werden, ebenso wie für den sonstigen Ackerbau, der Zwischenfruchtanbau, Verfahren zur reduzierten Bodenbearbeitung, sowie betriebliche Fördermaßnahmen auf Basis einer N-Saldierung genannt. Diese Maßnahmen werden teilweise durch Agrar-Umweltprogramme gefördert. Als zentrales Instrument zur Reduzierung von Nährstoffeinträgen in Grundwasser und Oberflächengewässer wird die Novellierung der Düngeverordnung und hier insbesondere die Grenze von 170 kg N/ha für alle organischen Wirtschaftsdünger herausgestellt. Weiter werden die Meldeverordnung, die Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) sowie die Wasserschutzgebietsverordnungen als wichtige Instrumente zur Sicherung der nitratbezogenen Grundwasserqualität gewertet. Für Regionen mit hohem Nährstoffaufkommen aus der Tierhaltung und der Biogasferzeugung muss zusätzlich über Lösungen für den Wirtschaftsdüngerexport, etwa über Güllebörsen nachgedacht werden.

5 Fazit

Als Fazit der Befragung ist festzustellen, dass der Zuwachs von Biogasanlagen und Energiepflanzenanbau in den befragten Bundesländern starke Unterschiede zeigt. Daraus resultiert auch ein heterogenes Bild in der Einschätzung möglicher Risiken für die Zielerfüllung der EG-Wasserrahmenrichtlinie und hinsichtlich des dafür erforderlichen Handlungsbedarfes.

Literatur

Buttlar von, C., Willms, M. (2016): Bewertung des Energiepflanzenanbaus vor dem Hintergrund der WRRL [...] in Berichte über Landwirtschaft BÜL Heft 8-2016, S. 1-23

Biogasbenchmark Münsterland

DANIEL RABEN, DANJA LEIERS, CHRISTOF WETTER, ELMAR BRÜGGING

1 Einleitung

Das Münsterland ist eine Region von Nordrhein-Westfalen (NRW), die stark durch Viehveredelung und Ackerbau geprägt wird. Aufgrund der landwirtschaftlichen Prägung wurden in den vergangenen Jahren viele Biogasanlagen gebaut. In ganz NRW wurden im Jahr 2013 circa sechshundert Biogasanlagen betrieben, mehr als zweihundert dieser Anlagen stehen im Münsterland. Die im Münsterland betriebenen Anlagen basieren aufgrund ihres unterschiedlichen Alters und weiterer Gegebenheiten auf verschiedensten Konzepten, die die Übertragbarkeit der Ergebnisse der beantragten Untersuchung im Vergleich zu anderen Regionen ermöglicht.

Das Ziel des Vorhabens „Biogasbenchmark Münsterland“ ist es, durch die Aufnahme von verschiedensten Betriebsparametern die Anlagen zu vergleichen, die besten Konzepte zu identifizieren und auf dieser Basis eine Handreichung zur Potenzialerschließung zu entwickeln. Die Ergebnisse dieses Projektes dienen allen Betreibern der Anlagen im Projektgebiet und darüber hinaus als Leitfaden zur Optimierung ihrer Anlagenkonzepte.

2 Projektbeschreibung

In dem Projekt „Biogasbenchmark Münsterland“ sollen konkrete Hinweise für die Steigerung der technischen, ökonomischen und ökologischen Effizienz der Anlagen im Münsterland durch einen Vergleich der bestehenden Anlagen untereinander ermittelt werden. Aufbauend auf bereits vorhandenen Daten, werden Benchmarks mit möglichst vielen Biogasanlagen im Münsterland aufgebaut, wodurch erstmals eine Vergleichsmöglichkeit für jede einzelne Anlage mit den anderen Anlagen entsteht. Hierfür werden vergleichbare technische, wirtschaftliche und konzeptionelle Kennwerte erfasst und ausgewertet. Dies beinhaltet die Ermittlung der eingesetzten Technologien, der Wirkungsgrade und der Nutzungskonzepte sowie der betriebswirtschaftlichen Daten.

Dabei wird jede Anlage in ein Ranking eingeordnet. Das Ranking ermöglicht die Identifikation von Optimierungspotenzialen. Die Anlagen mit den besten 10 Konzepten sollen intensiver untersucht, die Erfolgskriterien ermittelt und den Biogasanlagen im Münsterland anonymisiert zur Verfügung gestellt werden, damit diese als Folge des Projektes Erfolgskriterien umsetzen und wirtschaftlich erfolgreicher betrieben werden können.

Ein Schwerpunkt bei der Erfassung der Biogasanlagen wird auf den Wärmenutzungsgrad und den daraus resultierenden Potenzialen, die für eine dezentrale Energieversorgung zur Verfügung stehen, gelegt. So sollen auch Erfahrungen bei der Umsetzung von guten Wärmenutzungskonzepten und technische Innovationen in diesem Bereich aufgenommen werden. Die Ergebnisse der Untersuchungen werden am Projektende in einer Handreichung zusammengefasst und veröffentlicht.

3 Ergebnisse

Bisher sind in der Datenbank ein Viertel der Anlagenbetreiber erfasst. Dabei wurden im persönlichen Gespräch mit dem Anlagenbetreiber die Informationen der Anlage zu den Unternehmerdaten, den Substraten, der Anlagentechnik, der elektrischen und thermischen Energie, den Gärprodukten und die persönliche Meinung zur Entwicklung der Biogastechnologie aufgenommen und eine Begehung der jeweiligen Anlage durchgeführt.

Die bisher erfassten Anlagen sind über das gesamte Münsterland verteilt und befinden sich in den Landkreisen Borken, Coesfeld, Steinfurt, Warendorf und der Stadt Münster. Weitere Befragungen werden fortlaufend durchgeführt.

Über die FH-Münster wurde eine Homepage eingerichtet, die im Rahmen des Projektes weiter mit Inhalten gefüllt wird und unter dem folgendem Link erreicht werden kann:
www.biogasbenchmark.de

Hier werden bisherige Zwischenergebnisse veröffentlicht sowie Fotos, Videos und allgemeine Informationen zum Projekt. Auf der Homepage können die teilnehmenden Betreiber ihre Ergebnisse einsehen. Die Dateien sind jeweils mit einem persönlichen Kennwort geschützt, um den Datenschutz zu gewährleisten.

Durch Auftritte bei Arbeitskreisen und auf Tagungen und Kongressen zum Thema Biogas in der Region wird auf das Projekt aufmerksam gemacht und Kontakt zu den Biogasanlagenbetreibern hergestellt.

Bis Ende 2017 wird die technische Erfassung der Biogasanlagen voraussichtlich abgeschlossen sein und die nächste Projektphase beginnen.



Abb.1: Luftbildaufnahme einer Biogasanlage im Kreis Münsterland (© Daniel Raben)

Bestandsentwicklung des Biogasanlageparks Baden-Württembergs – Mögliche Auswirkungen des EEG 2017

JOSHUA GÜSEWELL, MARLIES HÄRDTLEIN, LUDGER ELTROP

1 Problemstellung

Trotz der eingeführten Anschlussförderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 ist für viele Biogasanlagen (BGA) der langfristige Ausblick über die 20 Jahre der ersten EEG Periode unklar. Steigende Substratkosten, neue Anforderungen seitens des Energiesystems (→ Flexibilisierung) oder der Düngemittelverordnung (→ Gärrestproblematik) sowie der Verschleiß wichtiger Komponenten erfordern stetige Anpassungs- und Modernisierungsmaßnahmen oder auch neue Betriebskonzepte. Aufgrund der heterogenen Struktur des Anlagenbestandes können Aussagen zur gesamten Bestandsentwicklung nur unter Berücksichtigung anlagenspezifischer Gegebenheiten getroffen werden.

2 Zielsetzung

Ziel ist es daher, mit Blick auf die Anforderungen des EEG 2017, verschiedene Anpassungsstrategien der BGA in Baden-Württemberg (BW) zu untersuchen. Für verschiedene Szenarien (siehe Tabelle 1) werden die Gestehungskosten des Weiterbetriebs und möglicher Erträge außerhalb des EEGs ermittelt und in Relation zu der aktuellen Höchstgebotsgrenze (16,9 ct/kWh) gestellt. Diese wird als Benchmark herangezogen um zu bestimmen, ob eine Anlage weiterbetrieben oder stillgelegt wird.

Tab. 1: Wichtige Parameter der Szenarien

Parameter	BAU	Tech+	Tech+ & Flex I	Tech+ & Flex II
Fortschritt BHKW- η_{el}			0,2 %-Punkte/a	
Lernrate BHKW ¹⁾			2 %/a	
Substratmix ²⁾ (Massetinput absolut)	Unverändert ggü. 1. Periode		NawaRo sinken; Rest steigt → BL ~ konstant	NawaRo sinken; Rest konstant → BL ~ sinkt
Flexibilisierung	Keine Überbauung, Austausch BHKW-(Auslegung auf 8.000 VLH)		Doppelte Überbauung, Austausch Bestands-BHKW Anfang der 2. EEG Periode	
Mehrerträge Flexbetrieb			0,6 ct/kWh +40 €/kW _{install} Flexzuschlag	

BAU = Business as usual; BL = Bemessungsleistung; VLH = Volllaststunden

¹⁾ Reduktion der Investitionskosten. ²⁾ Anpassung an „Maisdeckel“ von 50 %.

3 Methodik

Die Analyse wird mit dem am IER entwickelten „BGA Plant Design Model“ durchgeführt. Dieses bildet anhand der EEG-Daten und den Ergebnissen einer Betreiberumfrage den Bestand in BW auf Anlagenebene technisch ab und berechnet Massen- und Energiebilanzen für alle Anlagen des Datensatzes. Anhand von Kostenfunktionen und regionalen Kostenparametern, wie der Substratpreise, kann so eine Vielzahl von unterschiedlichen Anlagen analysiert werden. Weiterhin sind verschiedene Maßnahmen wie der BHKW-Austausch und Zubau implementiert. Mittels Aggregation über alle Anlagen können Prognosen für Bestandsentwicklung abgegeben werden.

4 Ergebnisse und Fazit

Abbildung 1 zeigt die Ergebnisse für die genannten Szenarien im Vergleich zur Sterbelinie ohne Anschlussförderung (Referenz). Deutlich wird, dass ein möglicher Technologiefortschritt des BHKWs bereits spürbaren Einfluss auf die Bestandsentwicklung hat (vgl. Tech+ vs. BAU). Eine Flexibilisierung führt in beiden Szenarien nur zu einer geringen Abnahme der verfügbaren Leistung (ca. 70 MW), während sich die Anzahl der Anla-

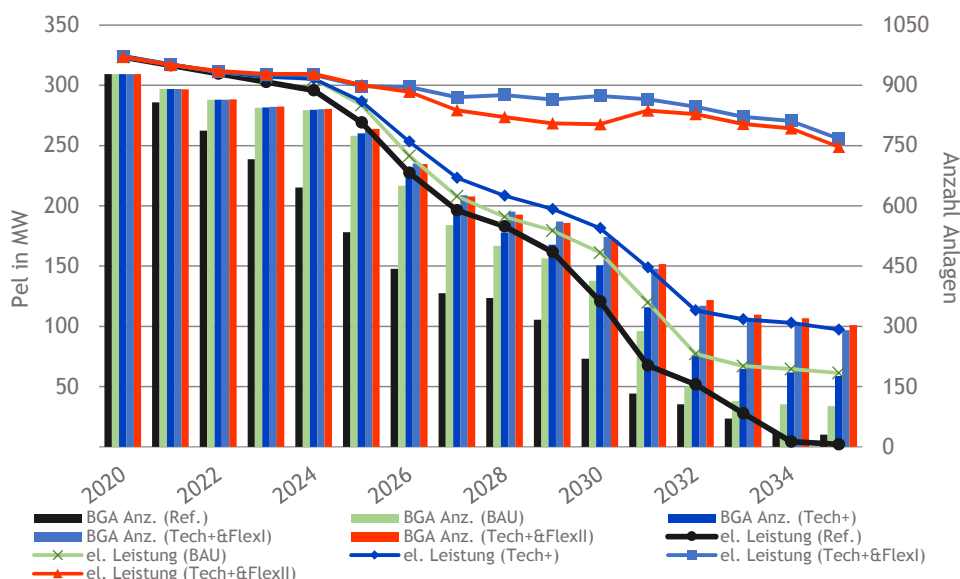


Abb. 1: Szenarien für mögliche Bestandsentwicklungen der BGA in BW

gen bis 2035 auf ca. 1/3 reduziert. Weiterhin zeigt sich, dass eine Absenkung der BL zwar zur einer geringen Leistung des Anlagenparks führt, jedoch geringfügig mehr Anlagen eine Anschlussförderung ermöglicht.

Danksagung

Die Ergebnisse wurden im Rahmen des Forschungsprogramms Bioökonomie Baden-Württemberg mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg geförderten Projektes „Repowering Biogasanlagen Baden-Württemberg - Leistungssteigerungen und Optionen für eine verbesserte Systemintegration der Biogasanlagen in Baden-Württemberg“ erarbeitet.

Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen bei Biogasanlagen – Beratungstools zur Ermittlung der optimalen Nutzungsdauer

CLEMENS FUCHS, JESSY BLASCHKE, JOACHIM KASTEN,
KATHARINA SKAU, FRANK RIXEN

1 Einleitung

Biogasanlagen haben derzeit eine nicht unerhebliche Bedeutung für die Erzeugung erneuerbarer Energien und die Energiewende insgesamt. Auch wenn es nach dem EEG 2017 nicht zu erwarten ist, dass in großem Stil alte Biogasanlagen ersetzt oder neue gebaut werden, so besteht doch ein großer Beratungsbedarf, um die bereits durchgeführten enormen Investitionen in diesem Bereich optimal zu nutzen. Der Beratungsbedarf wird vor allem in der Bestimmung der optimalen Nutzungsdauer der Biogasanlagen gesehen. Nach einem Zeitraum von 20 Jahren endet in der Regel die nach dem EEG garantierte Einspeisevergütung für Strom, so dass für dann nicht mehr rentabel zu betreibende Biogasanlagen eine Exit-Strategie benötigt wird. Eine solche Exit-Strategie sollte vor allem berücksichtigen, dass es kurz vor dem Ende eines Förderzeitraumes nicht mehr ökonomisch sinnvoll wäre, größere Reparaturen oder Ersatzinvestitionen durchzuführen. Der Reparaturaufwand bei Biogasanlagen ist nicht unerheblich. Vor allem das Blockheizkraftwerk (BHKW) und hier der Gasmotor, die Rührwerke und die Abdeckfolie unterliegen einem enormen Verschleiß und müssen in regelmäßigen Abständen ausgetauscht bzw. erneuert werden. Ist das Nutzungsende der gesamten Biogasanlage jedoch früher erreicht, als die Restnutzungsdauer eines einzelnen Teils, dann wäre zu prüfen, ob ein Ersatz sinnvoll ist oder ob die gesamte Anlage frühzeitig stillzulegen und zurückzubauen wäre.

Theoretisch kann mit Hilfe von betriebswirtschaftlichen Methoden die optimale Nutzungsdauer von Anlagen ermittelt werden. Die Entscheidungsregel zur Bestimmung der optimalen Nutzungsdauer für Anlagen, die nicht ersetzt werden sollen, lautet: Weiterbetrieb der Anlage, solange positive Deckungsbeiträge (DB) erreichbar sind! Solange sich neue Biogasanlagen nicht lohnen sind die Regeln für den Ersatz durch identische Anlagen (Jahr mit maximalem durchschnittlichen DB) bzw. für den nicht identischen Ersatz (Ersatz im Jahr in dem Grenz-DB der alten Anlage = maximaler Durchschnitts-DB der neuen Anlage) nur von theoretischem Interesse und sollen hier nicht weiter dargelegt werden.

Ein konkretes Beratungstool für Biogasanlagen wird an der Hochschule Neubrandenburg im Rahmen eines hochschulinternen Forschungsprojektes entwickelt. Das Excel-Modell besteht aus einer Eingabemaske für die relevanten Daten (Kosten und Erlöse sowie deren Prognose für die weitere Entwicklung), dem Programmteil zur Berechnung der optimalen Nutzungsdauer der Biogasanlage und der Ergebnisdarstellung (Tab. 1).

Tab. 1: Struktur des Beratungstools zur Ermittlung der optimalen Nutzungsdauer von Biogasanlagen

1. Datenerfassung im Zahlungsstrommodell (€ p.a.)	2. Ermittlung der optimalen Nutzungsdauer (opt. N)	3. Ergebnisdarstellung
<ul style="list-style-type: none"> - Investitionssumme (A_0), - laufende Betriebskosten, - Reparaturkosten und Sonstiges (a_t), - Erlöse (e_t elektrisch und thermisch) sowie einem Voranschlag dieser Werte für die Restlaufdauer	Berechnung der Deckungsbeiträge ($e_t - a_t$) und des Kapitalwertes (KW) $KW = \sum_{t=0}^N (e_t - a_t) q^{-t}$ und weiterer Kennwerte, z. B. Betriebswert	Grafische Darstellung der Entwicklung der Zeitreihen und Ableitung der optimalen Nutzungsdauer für die Biogasanlage (Abb. 1 bis 3)

Ein solches wissenschaftlich fundiertes Beratungstool ist derzeit nicht am Markt, wird jedoch dringend benötigt. Das Programm soll in der Ausbildung eingesetzt und einem breiteren Expertenkreis bzw. den Sachverständigen in der Biogasbranche (Hersteller, Betreiber und finanzierende Banken) zugänglich gemacht werden. Die Ergebnisse werden hier beispielhaft für zwei 500er-kW_{el} Biogasanlagen, einer mit Gülleeinsatz und Wärmekonzept und einer ohne Gülleeinsatz/Wärmekonzept vorgestellt.

2 Ergebnisse für zwei Biogasanlagen

Die erste Biogasanlage wird mit Gülle betrieben und hat ein Wärmekonzept. Gestartet wurde im Jahr 2002 mit 170 kW_{el} und in den folgenden Jahren auf 360 kW_{el} und 530 kW_{el} erweitert. Die Gesamtinvestition beträgt in Summe 2,245 Mio. Euro (Abb. 1). Neben den Anschaffungen (A_0) sind auch die weiteren Kosten (laufende Betriebskosten, Reparaturkosten und Sonstiges (a_t)), erfasst. Durch die Umstellung auf das EEG 2004 und 2009 erhöhte und verlängerte sich auch die garantierte Vergütung. Ein Rückgang der Erlöse (e_t) ist im Jahr 2026 zu erwarten, wenn die Leistung (Reduzierung, um doppelte Überbauung zu erreichen) und die Vergütung sinken.

Die Amortisationsdauer der Biogasanlage liegt bei 8 Jahren, hier wird der berechnete Kapitalwert positiv. Der Kapitalwert steigt zunächst weiter auf circa 1,822 Mio. Euro an. Die Umstellung in das EEG 2017, hier im Jahr 2026 geplant, bringt jedoch nur geringeren Zuwachs im Kapitalwert, der am Ende ca. 2 Mio. Euro erreicht. Die optimale Nutzungsdauer liegt hier bei 30 Jahren.

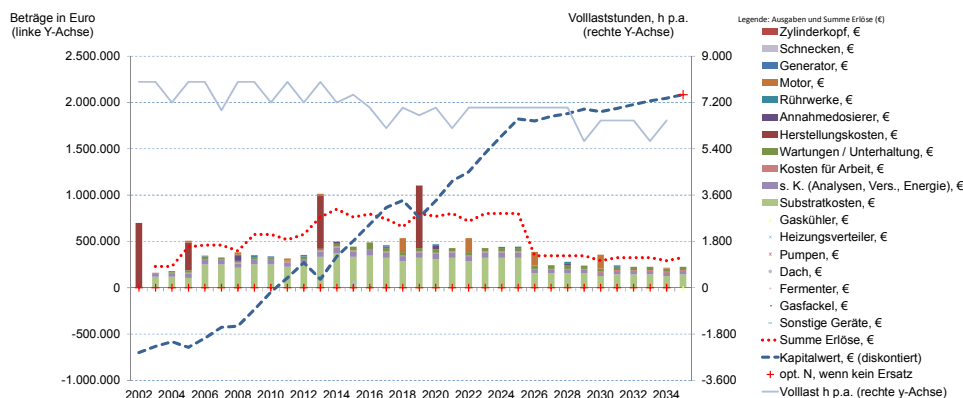


Abb. 1: Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage 1 (mit Gülle/Reststoffen und Wärmenutzung)

Die zweite Biogasanlage mit 500 kW_{el} ist eine reine NawaRo-Anlage in der keine Gülle eingesetzt wird und die auch keine Erlöse aus dem Verkauf von Wärme erzielt. Im Jahr 2006 wurden 1,8 Mio. Euro investiert und im EEG-Förderzeitraum von zunächst 20 Jahren werden weitere ca. 10,095 Mio. Euro für Rohstoffe, Arbeit, Reparaturen usw. ausgegeben (Abb. 2). Die Erlössumme von 12,219 Mio. Euro reicht nicht aus, um den Pay-off zu erreichen, d.h. der Kapitalwert bleibt mit -125.717 Euro in den ersten beiden Jahrzehnten negativ. Der geringste Verlust und damit die rechnerische optimale Nutzungsdauer dieser Anlage liegt bei 25 Jahren bzw. im Jahr 2031. Allerdings ist beim Wechsel in das EEG 2017 bislang eine Mindestverlängerung von 10 Jahren vorgesehen, so dass diese zweite Biogasanlage nach 20 Jahren zurückgebaut werden sollte. Im Nachhinein erweist sich die Investition als Fehlinvestition und hätte nicht gebaut werden dürfen.

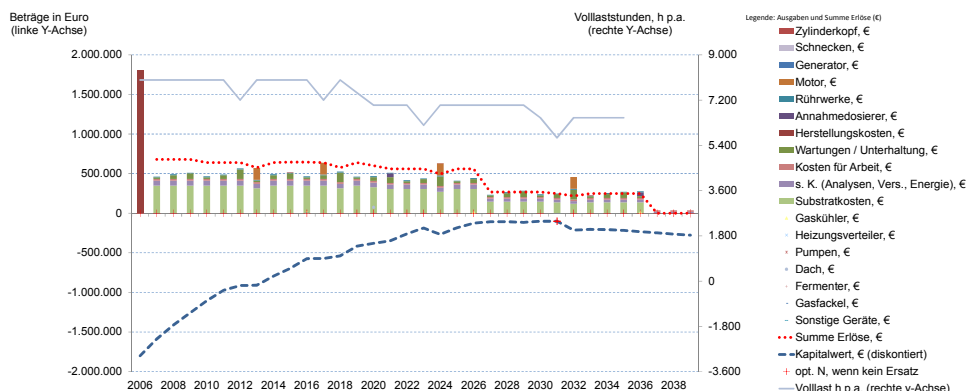


Abb. 2: Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage 2 (mit Mais u. a. NawaRo)

Basic Engineering und simulative Bewertung eines Energiesystems basierend auf Biogas aus biogenen Reststoffen

ANNE VOGL, THERESA WEITH, ACHIM SCHMIDT-RODENKIRCHEN, MARKUS PREISSINGER, DIETER BRÜGGEMANN

1 Verwertung biogener Reststoffe

Der steigende Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung erfordert eine zunehmende Flexibilität in der Stromversorgung. Biogas stellt in diesem Zusammenhang ein großes Potential als „Regelenergieträger“ dar. Die bereits etablierten Verfahren zur Flexibilisierung der Biogasproduktion sind jedoch erst für Anlagen ab mehr als 30.000 Tonnen biogenem Abfall im Jahr wirtschaftlich konkurrenzfähig. In einem typischen bayerischen Landkreis fallen im Jahr jedoch nur rund 10.000 Tonnen biogene Abfälle an. Hinzu kommt, dass gerade kleine Kommunen aufgrund der sich verändernden Abfallverwertungsvorschriften zukünftig Probleme bei der Entsorgung des biogenen Abfalls der Haushalte haben.

Vor diesem Hintergrund beschäftigt sich das von der Bayerischen Forschungsstiftung geförderte Projekt „FOR10'000“ mit der verfahrenstechnischen Weiterentwicklung und Optimierung von landwirtschaftlichen und kommunalen Biogasanlagen. Das Abfallaufkommen und die Zusammensetzung des Landkreis Bayreuth dienen dazu als Referenz.

Der vorliegende Beitrag gibt einen Überblick der Arbeitsgruppe „Gesamtsystem“. Die Simulation von flexibel betriebenen Biogasanlagen mit weiteren energietechnischen Prozessen wird dargestellt und anhand einer bestehenden Biogasanlage verifiziert. Zudem werden Vor- und Nachteile zukünftiger Verschaltungsvarianten erläutert. Ein Schwerpunkt der Arbeiten liegt auf der Diskussion von Abhängigkeiten und Wechselwirkungen von vielversprechenden Technologien der Vor- und Nachbehandlung sowie der Veredelung von Biogas.

2 Benchmark-Anlage und flexibilisiertes System

Die Benchmark-Anlage, mit der die später im Projekt definierten Szenarien verglichen werden sollen, orientiert sich an einem Anlagen-Beispiel der Industriepartner im Projekt. Die Aufbereitung des Einsatzstoffes erfolgt mittels Metallabscheider und Hammermühle. Anschließend wird der vorbereitete Einsatzstoff im Fermenter zu Biogas und Gärrest umgesetzt. Das Biogas wird im BHKW in thermische Energie und elektrischen Strom umgewandelt. Der Gärrest wird in der Fest-Flüssig-Separation in eine feste und eine flüssige Phase getrennt. Der flüssige Gärrest wird dann bei 70 °C und einer Stunde hygienisiert. Die einzelnen Prozessschritte werden in TOPEnergy nachgebildet und das Gesamtsystem energetisch bewertet (Abb. 1 zeigt ein vereinfachtes Anlagenschema).

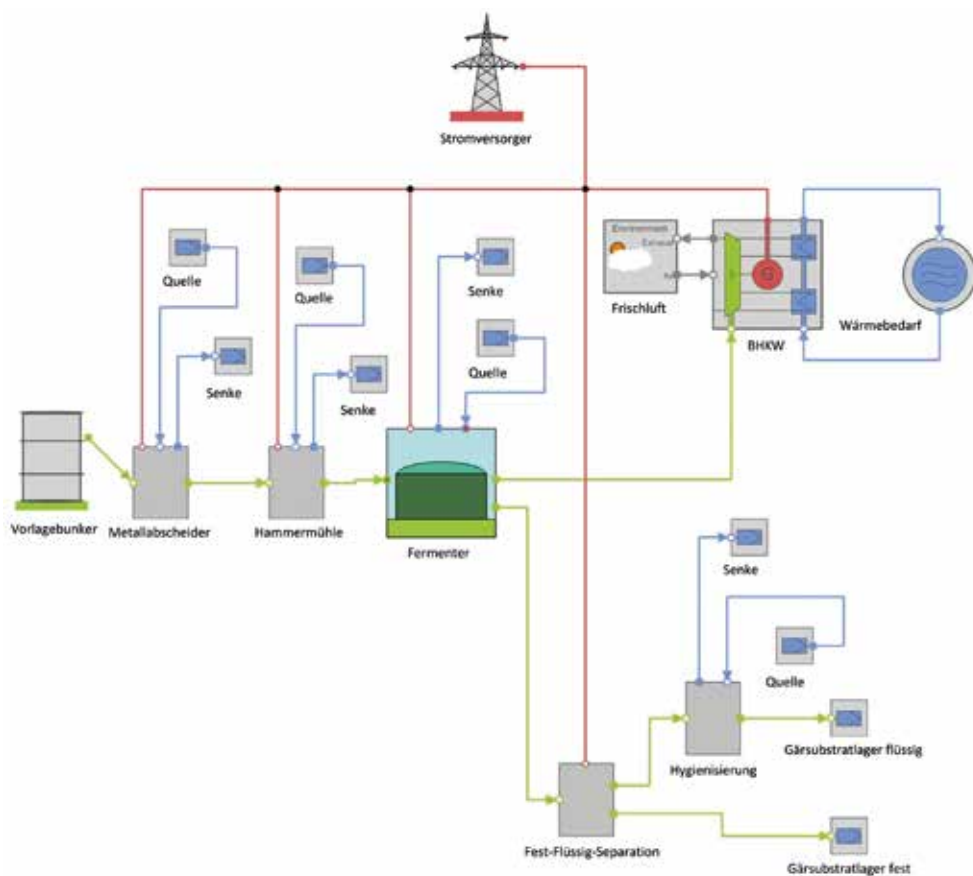


Abb. 1: Vereinfachtes Anlagenschema aus TOPEnergy

Neben der Simulation und Analyse der Stoff- und Energieströme erfolgt im Projekt ein erstes Basic Engineering einer flexiblen und für zukünftige Rahmenbedingungen vielversprechenden Anlagenverschaltung.

3 Ganzheitliche Bewertung und Optimierung

In einem ersten Schritt konnte das bestehende Referenzsystem in TOPEnergy nachgebildet und verifiziert werden. Die Abweichungen hinsichtlich der Biogasproduktion und der Ausbeute an elektrischer und thermischer Energie lagen im einstelligen Prozentbereich. Zudem konnte unter Einbeziehung von Forschungs- und Entwicklungsergebnissen zu Einzeltechnologien eine weiterentwickelte Anlagenverschaltung identifiziert werden. Diese beinhaltet zur Substratvorbereitung eine Elektroporation, zur Flexibilisierung einen Sabatier-Prozess und zur Steigerung der lokalen Wertschöpfung eine hydrothermale Karbonisierung.

Dabei konnten erste Abhängigkeiten und Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Technologien identifiziert werden. So ist es zum Beispiel nicht möglich, die Gärrestnachbehandlung unabhängig von der Aufbereitung der biogenen Reststoffe zu betrachten, weil durch Rückführströme oder auch durch den gleichzeitigen Bedarf an Energieströmen Zielkonflikte entstehen. Die bereits begonnen und zukünftigen Arbeiten greifen diese Zielkonflikte auf und versuchen sie im Sinne eines optimierten energetischen und wirtschaftlichen Betriebs kleiner Biogasanlagen zu lösen.

Flexible Biogasanlagen als regionale Ausgleichsoption in deutschen Stromverteilernetzen

TINO BARCHMANN, MARTIN DOTZAUER, TINA SCHMALFUSS, MARCUS TROMMLER

1 Einleitung und Zielstellung

Parallel zum Ausbau der erneuerbaren Energien findet ein Teil der Energiesystemtransformation auf Ebene der Stromnetze statt. In der Phase fossil-nuklearer Stromerzeugung waren die Übertragungsnetze mit der großräumigen Verteilung der Stromerzeugung aus zentralen Großkraftwerken und die Verteilnetze fast ausschließlich für die top-down-Verteilung der erzeugten Energie an die Endverbraucher verantwortlich. Dieses über viele Jahrzehnte stabile System wurde durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland fundamental verändert. Dies insbesondere dadurch, dass Verteilernetze zunehmend in vielen Regionen bidirektional betrieben werden oder sich teilweise zu Einspeisenetzen für die EE-Erzeugung in ländlichen Regionen gewandelt haben. Insgesamt ergeben sich daraus große Herausforderungen für einen stabilen Netzbetrieb, sowohl für Übertragungs- als auch für Verteilernetze. Vor diesem Hintergrund gewinnen intelligente Maßnahmen an Bedeutung, wenn sie den absoluten Netzausbaubedarf verringern und somit die Kostendynamik oder die Akzeptanzproblematik der Energiewende abmildern.

Das DBFZ untersuchte im Forschungsprojekt „RegioBalance“ (FKZ 03KB087A) am Beispiel flexibel betriebener Biogasanlagen, ob steuerbare Erzeugungsanlagen einen Beitrag zur Vermeidung oder Minderung von Netzausbaumaßnahmen in der Mittelspannungsebene (20 kV) leisten können und ob diese Flexibilitätsoptionen im Vergleich zum herkömmlichen Netzausbau ökonomisch vorteilhaft ist.

2 Methoden und Durchführung

Die zentralen Arbeitshypothesen im Forschungsprojekt sind, dass der Einsatz des proaktiven Einspeisemanagements (paEinsMan) für flexible Biogasanlagen in Stromverteilernetzen a) eine netzentlastende Wirkung auf die Stromverteilernetze aufweist und dies b) im Zuge der Netzentwicklung zu Einsparungen im Vergleich gegenüber konventionellen Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen führen kann. Um diese beiden Hypothesen zu überprüfen, wurde zunächst im Rahmen einer Netzberechnung aufgezeigt, für welche Netzparameter positive Effekte durch den flexiblen Einsatz von Biogasanlagen erreicht werden können. Zur Beantwortung der Hypothese b), also der Frage, ob der flexible Ein-

satz von Biogasanlagen auch zu monetären Einsparungen gegenüber dem Stromnetzausbau führen kann, wird eine Opportunitätskostenrechnung durchgeführt. Dabei wird ermittelt, welche Einsparpotentiale sich beim zukünftigen Netzausbau realisieren lassen gegenüber den Aufwendungen für die Implementierung und die Umsetzung des paEinsMan inkl. der Kosten sowie der entgangenen Erlöse einer netzdienlichen Betriebsweise der Biogasanlagen.

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die konzeptionelle Umsetzung dieser intelligenten Einsatzplanung flexibler Erzeugungsanlagen soll in Form des paEinsMan erfolgen. Im Gegensatz zum konventionellen Einspeisemanagement (EinsMan), bei dem je nach Bedarf sehr kurzfristig vor oder während Grenzwertverletzungen (z.B. Nichteinhaltung vorgeschriebener Spannungsbänder, Überlastung von Transformatoren etc.) für Netzbetriebsmittel durch den Netzbetreiber

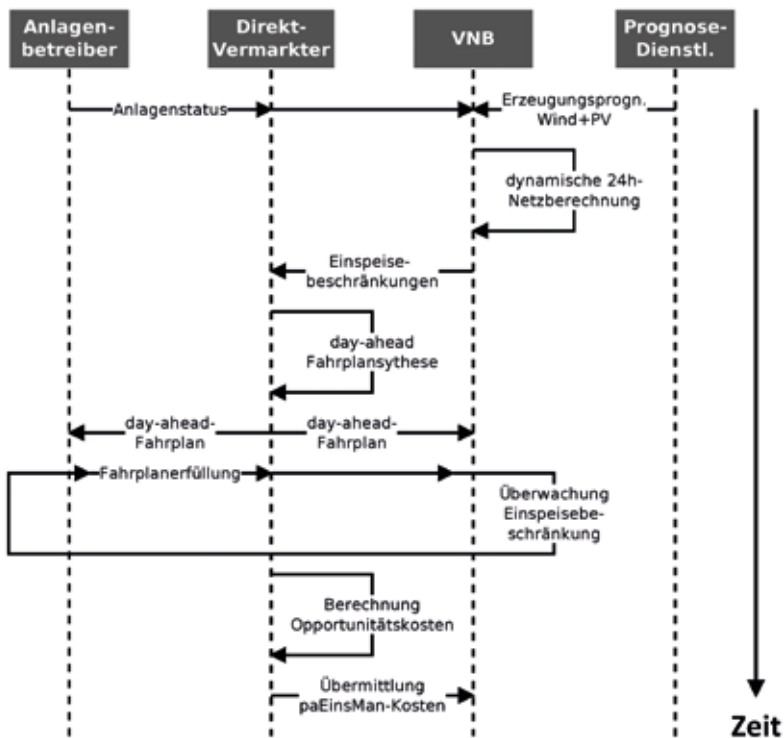


Abb. 1: Sequenzdiagramm & Rollenmodell des paEinsMan (Trommler et al. 2016)

eingegriffen wird, soll beim paEinsMan prognosebasiert der Einsatz steuerbarer Erzeuger netzdienlich geplant werden. In Abbildung 1 ist im zeitlichen Verlauf dargestellt, wie der Informationsfluss (z.B. innerhalb von 24 Stunden) zwischen Anlagenbetreiber, Direktvermarkter (DV) und Verteilnetzbetreiber (VNB) organisiert sein kann.

Für die Berechnung von Opportunitätskosten, die eine Entscheidung aus System-sicht hinsichtlich einer optimalen Vorgehensweise zulassen, soll es perspektivisch möglich sein, dass VNB individuell und regional angepasst entscheiden, ob und in welchem Umfang Netzausbau und/oder alternative Flexibilitätsoptionen, wie Biogasanlagen, zum Einsatz kommen sollen. Dabei liegt die entstehende jährliche Differenz der Netzausbaukosten ohne die Anwendung eines paEinsMan mindestens um den Faktor 5 oberhalb der Implementierung eines paEinsMan-Konzeptes, womit das paEinsMan aus volkswirtschaftlicher Sicht ein enormes Einsparpotential aufweist.

Literatur

Trommler, M.; Dotzauer, M.; Bachmann, T.; Matthischke, S.; Brosowski, A. (2016): RegioBalance – Bioenergieflexibilisierung als regionale Ausgleichsoption in deutschen Stromverteilernetzen, DBFZ (2016), S. 4-44

Mitwirkende

Sharif Ahmed

Universität Ulm

Institut für Systematische Botanik und Ökologie

Ulm

Prof. Dr.-Ing. Thorsten Ahrens

Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften

Institut für Biotechnologie und Umweltforschung

Wolfenbüttel

Diana Andrade

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

Institut für Landtechnik und Tierhaltung

Freising

Klaus Anduschus

Maschinenring Kassel GmbH

Biogasberatung

Kassel

Dr. Samer Bachmaf

Universität Bayreuth

Lehrstuhl für Bioprozesstechnik

Bayreuth

Dr. Silvia Bachmann-Pfabe

Universität Rostock

Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät

Rostock

Tino Barchmann

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH

Biochemische Konversion

Leipzig

Johanna Barth

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft

Institut für Landtechnik und Tierhaltung

Freising

Aline Bauer

Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung

Umwelt- und Biotechnologisches Zentrum

Leipzig

Daniel Baumkötter

Fachhochschule Münster

Fachbereich Energie-Gebäude-Umwelt

Steinfurt

Prof. Dr.-Ing. Frank Baur

Institut für ZukunftsEnergieSysteme

Saarbrücken

Dietrich Baye
Carl Geringhoff Vertriebsgesellschaft mbH & Co. KG
Ahlen

Katrin Beer
Otto-von-Guericke Universität Magdeburg
Institut für Gesellschaftswissenschaften
Magdeburg

Dr. Frank R. Bengelsdorf
Universität Ulm
Institut für Mikrobiologie und Biotechnologie
Ulm

Dirk Benndorf
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Institut für Verfahrenstechnik
Magdeburg

J. Philipp Benz
Technische Universität München
Professur für Holz-Bioprozesse
Freising

Andrea Biertümpfel
Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft
Jena

Dr. Susanne Billmann-Born
Christian-Albrechts-Universität
Institut für landwirtschaftliche Verfahrenstechnik
Kiel

Dorit Binder
Hochschule Anhalt
Angewandte Biowissenschaften und Prozesstechnik
Köthen

Jessy Blaschke
Prenzlau

Prof. Dr. Michael Böcher
Otto-von-Guericke Universität Magdeburg
Institut für Gesellschaftswissenschaften
Magdeburg

Alexander Bollmann
FernUniversität Hagen
Institut für Politikwissenschaft
Hagen

Faika Bozankaya
Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften
Institut für Biotechnologie und Umweltforschung
Wolfenbüttel

Robert Brandhuber

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Ökologischen Landbau, Bodenkultur und Ressourcenschutz
Freising

Heiner Brookman

Hochschule für angewandte Wissenschaft und Kunst Hildesheim/Holzminde/Göttingen
Fachgebiet NEUTec
Göttingen

Prof. Dr.-Ing. Dieter Brüggemann

Universität Bayreuth
Lehrstuhl für Technische Thermodynamik und Transportprozesse
Bayreuth

Dr.-Ing. Elmar Brüggling

Fachhochschule Münster
Fachbereich Energie-Gebäude-Umwelt
Steinfurt

Vasco Brummer

Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen
Institute for International Research on Sustainable Management and
Renewable Energy
Nürtingen

Andreas Buschmann

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Freising

Tony Callaghan

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Abteilung Qualitätssicherung und Untersuchungswesen
Freising

Prof. Dr. Christiana Cordes

Hochschule Anhalt
Fachbereich Angewandte Biowissenschaften und Prozesstechnik
Köthen/Bernburg

Johannes Dahlin

Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen
Institute for International Research on Sustainable Management and
Renewable Energy
Nürtingen

Stefan Decker

Hochschule Hof
Institut für Wasser und Energiemanagement
Hof

Martin Degenbeck

Bayerische Landesanstalt für Weinbau und Gartenbau
Sachgebiet Landschaftspflege und Landschaftsentwicklung
Veitshöchheim

Michael Dittrich-Zechendorf

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Biochemische Konversion
Leipzig

Veronika Dollhofer

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Abteilung Qualitätssicherung und Untersuchungswesen
Freising

Martin Dotzauer

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Biochemische Konversion
Leipzig

Dr. Bernhard Dreher

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Referat IIIB5: Erneuerbare Energien im Strommarkt
Berlin

Prof. Jörg E. Drewes

Technische Universität München
Lehrstuhl für Siedlungswasserwirtschaft
Garching

Veronika Eberl

Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für
Nachwachsende Rohstoffe Sachgebiet für Rohstoffpflanzen und Stoffflüsse
Straubing

Dr.-Ing. Mathias Effenberger

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Freising

Prof. Bettina Eichler-Löbermann

Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Rostock

Karola Elberg

Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Rostock

Dr. Ludger Eltrop

Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Stuttgart

Dr. Thomas Ettle

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Tierernährung und Futterwirtschaft
Grub

Wiebke Fahlbusch

Georg-August-Universität Göttingen
Geowissenschaftliches Zentrum
Göttingen

Maximilian Fechter

Technische Universität Berlin
Fachgebiet Verfahrenstechnik
Berlin

Johan Feldwisch

Technische Universität Berlin
Fachgebiet Luftfahrtantriebe
Berlin

Erik Ferchau

Technische Universität Bergakademie Freiberg
Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik
Freiberg

Sebastian Fiedler

Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Rostock

Walter Fischer

Regierung von Oberfranken
Sachgebiet 52 Wasserwirtschaft
Bayreuth

Monika Fleschhut

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Pflanzenbau und Pflanzenzüchtung
Freising

Prof. Dr. Ruth Freitag

Universität Bayreuth
Lehrstuhl für Bioprozesstechnik
Bayreuth

Dr. Maendy Fritz

Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für
Nachwachsende Rohstoffe Sachgebiet Rohstoffpflanzen und Stoffflüsse
Straubing

Prof. Dr. Clemens Fuchs

Hochschule Neubrandenburg
Fachbereich Agrarwirtschaft und Lebensmittelwissenschaften
Neubrandenburg

Waldemar Ganagin

Hochschule für angewandte Wissenschaft und Kunst
Hildesheim/Holzminden/Göttingen
Fachgebiet NEUTec
Göttingen

Manfred Gegner

Unternehmensberatung Biogas
Nauen

Norman Gerhardt

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Ingolstadt

Bärbel Gerowitt

Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Rostock

Steffen Görner

Fraunhofer Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik
Umweltbiotechnologie und Bioverfahrenstechnik
Stuttgart

Anja Grohmann

Fraunhofer Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik
Molekulare Biotechnologie
Stuttgart

Johan Grope

Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie
Weimar

Dr. Christian Grumaz

Fraunhofer Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik
Molekulare Biotechnologie
Stuttgart

Tristan Gruszkos

IBBK Fachgruppe Biogas GmbH
Kirchberg

Matthias Gruttmann

Fachhochschule Münster
Fachbereich Energie-Gebäude-Umwelt
Steinfurt

Joshua Güsewell

Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
Stuttgart

Jonas Haag

Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für
Nachwachsende Rohstoffe
Sachgebiet für Rohstoffpflanzen und Stoffflüsse
Straubing

Ute Habermann

Senzyme GmbH
Troisdorf

Dr. Henning Hahn

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Energieverfahrenstechnik
Kassel

Juliane Hahn

Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Rostock

Dr. Marlies Härdtlein

Universität Stuttgart
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle, Energieanwendung
Stuttgart

Katrin Harms

Technische Universität München
Lehrstuhl für Tierhygiene
Freising

Mathias Hartel

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Freising

Sebastian Hartmann

Energie- und Umweltzentrum Allgäu gGmbH
Kempten

Prof. Dr. Eberhard Hartung

Christian-Albrechts-Universität
Institut für landwirtschaftliche Verfahrenstechnik
Kiel

Daniel Hau

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Energieverfahrenstechnik
Bad Hersfeld

Dr. Monika Heiermann

Leibniz Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.
Technikbewertung und Stoffkreisläufe
Potsdam

Prof. Dr. Hermann Heilmeier

Technische Universität Bergakademie Freiberg
Institut für Biowissenschaften
Freiberg

Prof. Dr. Carsten Herbes

Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen
Institute for International Research on Sustainable Management and Renewable Energy
Nürtingen

Markus Herbig

Technische Universität Berlin
Fachgebiet Luftfahrtantriebe
Berlin

Dr. Christiane Herrmann

Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.
Bioverfahrenstechnik
Potsdam

Andreas Herrmann

Technische Universität Bergakademie Freiberg
Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik
Freiberg

Katharina Hey
Georg-August-Universität Göttingen
Department für Nutzpflanzenwissenschaften
Göttingen

Patricia Hildebrandt
Hochschule Anhalt
Landwirtschaft, Ökotropologie und Landschaftsentwicklung
Bernburg

Dorothea Hofmann
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Pflanzenbau und Pflanzenzüchtung
Freising

Prof. Dr.-Ing. Uwe Holzhammer
Technische Hochschule Ingolstadt
Ingolstadt

Dr. Bettina Huber
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Abteilung Qualitätssicherung und Untersuchungswesen
Freising

Lukas Illi
Universität Hohenheim
Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
Hohenheim

Dr. Fabian Jacobi
Landesbetrieb Hessisches Landeslabor
Biogasprozessanalyse
Bad Hersfeld

Anna-Lena Jaffke
Hansestadt Hamburg (ehemals ttz Bremerhaven)
Behörde für Umwelt und Energie
Hamburg

Sylvia Jahn
ttz Bremerhaven
Ressourceneffizienz
Bremerhaven

Andreas Jess
Universität Bayreuth
Lehrstuhl für chemische Verfahrenstechnik
Bayreuth

Nils Jost
Fraunhofer Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik
Umweltbiotechnologie und Bioverfahrenstechnik
Stuttgart

Dr. Stephan Kabasci
Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik
Biobasierte Kunststoffe
Oberhausen

Wiebke Karad
Universität Ulm
Institut für Mikrobiologie und Biotechnologie
Ulm

Dr. Joachim Kasten
Hochschule Neubrandenburg
Fachbereich Agrarwirtschaft und Lebensmittelwissenschaften
Neubrandenburg

Katrin Kayser
IBBK Fachgruppe Biogas GmbH
Kirchberg

Prof. Dr. Marian Kazda
Universität Ulm
Institut für Systematische Botanik und Ökologie
Ulm

Dr. Brigitte Kempter-Regel
Fraunhofer Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik
Umweltbiotechnologie und Bioverfahrenstechnik
Stuttgart

Christoph Kern
Universität Bayreuth
Lehrstuhl für chemische Verfahrenstechnik
Bayreuth

Rainer Kissel
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Freising

Johanna Klang
Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.
Bioverfahrenstechnik
Potsdam

Prof. Dr. Gernot Klepper
Institut für Weltwirtschaft
Kiel

Dr. Konrad Koch
Technische Universität München
Lehrstuhl für Siedlungswasserwirtschaft
Garching

Julia Kohl
Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften
Institut für energieoptimierte Systeme
Wolfenbüttel

Michael Köttner
IBBK Fachgruppe Biogas GmbH
Kirchberg

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause
Technische Universität Bergakademie Freiberg
Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik
Freiberg

Philipp Kress
Universität Hohenheim
Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
Hohenheim

Jörg Kretschmar
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Biochemische Konversion
Leipzig

Elzbieta Kumanowska
Universität Hohenheim
Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
Stuttgart

Dr. Michael Lebuhn
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Abteilung für Mikro- und Molekularbiologie
Freising

Bernhard Lecker
Universität Hohenheim
Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
Hohenheim

Mathias Lehmann
Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
Berlin

Danja Leiers
Fachhochschule Münster
Fachbereich Energie-Gebäude-Umwelt
Steinfurt

Dr. Andreas Lemmer
Universität Hohenheim
Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
Hohenheim

Dr. Jürgen Lenz
Senzyme GmbH
Troisdorf

Bernadette Lerch
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Abteilung für Mikro- und Molekularbiologie
Freising

Dr. Fabian Lichti
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Freising

Dr.-Ing. Jan Liebetau
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Biochemische Konversion
Leipzig

Kathrin Lindner
GeoTeam GmbH
Bayreuth

Prof. Dr.-Ing. Achim Loewen
Hochschule für angewandte Wissenschaft und Kunst Hildesheim/Holzminden/Göttingen
Fachgebiet NEUTec
Göttingen

Kornelia Marzini
Bayerische Landesanstalt für Weinbau und Gartenbau
Sachgebiet Landschaftspflege und Landschaftsentwicklung
Veitshöchheim

Eric Mauky
Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Biochemische Konversion
Leipzig

Kerstin Maurus
Universität Ulm
Institut für Systematische Botanik und Ökologie
Ulm

Karsten Meyer
Technische Universität München
Lehrstuhl für Tierhygiene
Freising

Dr.-Ing. Lucie Moeller
Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung
Umwelt- und Biotechnologisches Zentrum
Leipzig

Bernhard Munk
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Abteilung Qualitätssicherung und Untersuchungswesen
Freising

María Alejandra Muñoz Ricaurte
Leibniz Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.
Abteilung Bioverfahrenstechnik
Potsdam

Dr. Hans-Joachim Nägele
Universität Hohenheim
Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
Hohenheim

Prof. Dr. Michael Nelles
Universität Rostock und Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Rostock & Leipzig

Dr. Hans Oechsner

Universität Hohenheim
Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
Hohenheim

Dr. Susanne Ohl

Christian-Albrechts-Universität
Institut für landwirtschaftliche Verfahrenstechnik
Kiel

Johannes Ostertag

Landwirtschaftliches Technologiezentrum Augustenberg
Referat Futtermittel
Karlsruhe

Richard Pabst

Hochschule Anhalt
Angewandte Biowissenschaften und Prozesstechnik
Köthen

Tino Pasold

Georg-August-Universität Göttingen
Geowissenschaftliches Zentrum
Göttingen

Mark Paterson

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.
Darmstadt

Prof. Dr.-Ing. Dieter Peitsch

Technische Universität Berlin
Fachgebiet Luftfahrtantriebe
Berlin

Dr. Daniela Perbandt

FernUniversität Hagen
Institut für Politikwissenschaft
Hagen

Dr.-Ing. Matthias Phillip

Technische Hochschule Ingolstadt
Ingolstadt

Prof. Britta Planer-Friedrich

Universität Bayreuth
Lehrstuhl für Bioprozesstechnik
Bayreuth

Prof. Dr.-Ing. Markus Preißinger

Fachhochschule Vorarlberg
illwerke vkw Stiftungsprofessur für Energieeffizienz
Forschungszentrum Energie
Dornbirn (Österreich)

Prof. Dr. Annette Prochnow

Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.
Technikbewertung und Stoffkreisläufe
Potsdam

Jürgen Pröter

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH,
Bereich Biochemische Konversion
Leipzig

Daniel Raben

Fachhochschule Münster,
Fachbereich Energie-Gebäude-Umwelt
Steinfurt

Prof. Dr. Rolf Rauber

Georg-August-Universität Göttingen
Department für Nutzpflanzenwissenschaften
Göttingen

Torsten Reinelt

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Biochemische Konversion
Leipzig

Dr.-Ing. Gerd Reinhold

Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft
Jena

Stefan Reitberger

INNOVAS GbR
München

Frank Rixen

Gutacherring
Groß Lüsewitz

Dr. Markus Röhl

Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen
Institut für Landschaft und Umwelt
Nürtingen

Sandra Roth

Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen
Institut für Landschaft und Umwelt
Nürtingen

Ursula Roth

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.
Darmstadt

Prof. Dr. Hans Ruppert

Georg-August-Universität Göttingen
Geowissenschaftliches Zentrum
Göttingen

Martin Sambale

Energie- und Umweltzentrum Allgäu gGmbH
Kempten

Dr. Benedikt Sauer

Georg-August-Universität Göttingen
Geowissenschaftliches Zentrum
Göttingen

Sven Schabel

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Pflanzenbau und Pflanzenzüchtung
Freising

Tina Schmalfuß

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Biochemische Konversion
Leipzig

Prof. Dr.-Ing. Andreas Schmid

Hochschule Hof
Institut für Wasser und Energiemanagement
Hof

Achim Schmidt-Rodenkirchen

InVerTec e.V.
Bayreuth

Mariana Schneider

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Tierernährung und Futterwirtschaft
Grub

Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin

Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie
Weimar

Prof. Dr. Gerhard Schories

ttz Bremerhaven
Ressourceneffizienz
Bremerhaven

Jens Schröder

Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften
Institut für energieoptimierte Systeme
Wolfenbüttel

Dr.-Ing. Ramona Schröer

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Energieverfahrenstechnik
Kassel

Peter Schünemann-Plag

Landwirtschaftskammer Niedersachsen
Bezirksstelle Bremervörde
Verden

Frank Schünemeyer

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Energieverfahrenstechnik
Kassel

Björn Schwarz

Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme
Biomassekonversion und Wassertechnologie
Dresden

Ingolf Seick

Hochschule Magdeburg-Stendal
Fachbereich Wasser, Umwelt, Bau und Sicherheit
Magdeburg

Katharina Skau

Hochschule Neubrandenburg
Fachbereich Agrarwirtschaft und Lebensmittelwissenschaften
Neubrandenburg

Dr. Kai Sohn

Fraunhofer Institut für Grenzflächen- und Bioverfahrenstechnik
Molekulare Biotechnologie
Stuttgart

Dr. Walter Stinner

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Biochemische Konversion
Leipzig

Dr. Heike Sträuber

Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung
Department Umweltmikrobiologie
Leipzig

Gabriel Streicher

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Freising

Martin Strobl

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur
München

Dietmar Strübing

Technische Universität München
Lehrstuhl für Siedlungswasserwirtschaft
Garching

Georg Tauer

Universität Bayreuth
Lehrstuhl für chemische Verfahrenstechnik
Bayreuth

Dr. Anna Techow

Ehemals Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Pflanzenbau und Pflanzenzüchtung
Freising

Christiane Terboven

Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.
Bioverfahrenstechnik
Potsdam

Susanne Theuerl

Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie e.V.
Bioverfahrenstechnik
Potsdam

Prof. Dr. Ludwig Theuvsen

Georg-August-Universität Göttingen
Department für Agrarökonomie und Rurale Entwicklung
Göttingen

Alina Toby

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Energieverfahrenstechnik
Bad Hersfeld

Prof. Dr. Annette Töller

Elisabeth FernUniversität Hagen
Institut für Politikwissenschaft
Hagen

Marcus Trommler

Deutsche Energie-Agentur
Berlin

Timo Ullrich

Universität Hohenheim
Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
Hohenheim

Winfried Vees

Energiehof Weitenau
Eutingen-Weitingen

Lena Vogel

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Energieverfahrenstechnik
Bad Hersfeld

Thomas Vogelpohl

FernUniversität Hagen
Institut für Politikwissenschaft
Hagen

Anne Vogl

Universität Bayreuth
Lehrstuhl für Technische Thermodynamik und Transportprozesse
Bayreuth

Dr. Christine von Buttlar

Ingenieurgesellschaft für Landwirtschaft und Umwelt
Göttingen

Jens Weckenmann

Humboldt Universität zu Berlin
Berlin

Harald Wedwitschka

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Biochemische Konversion
Leipzig

Tobias Weide

Fachhochschule Münster
Fachbereich Energie-Gebäude-Umwelt
Steinfurt

Sören Weinrich

Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Bereich Biochemische Konversion
Leipzig

Theresa Weith

Universität Bayreuth
Lehrstuhl für Technische Thermodynamik und Transportprozesse
Bayreuth

Nicolas Weithmann

Universität Bayreuth
Lehrstuhl für Bioprosesstechnik
Bayreuth

Marie Wellner

Georg-August-Universität Göttingen
Department für Agrarökonomie und Rurale Entwicklung
Göttingen

Reinhard Wesinger

GeoTeam GmbH
Bayreuth

Paula R. Westerman

Universität Rostock
Professur für Phytomedizin
Rostock

Prof. Dr.-Ing. Christof Wetter

Fachhochschule Münster
Fachbereich Energie-Gebäude-Umwelt
Steinfurt

Lukas Wettwer

Fachhochschule Münster
Fachbereich Energie-Gebäude-Umwelt
Steinfurt

Dr. Oliver Wiche

Technische Universität Bergakademie Freiberg
Institut für Biowissenschaften
Freiberg

Prof. Dr.-Ing. Jürgen Wiese

Hochschule Magdeburg-Stendal
Fachbereich Wasser, Umwelt, Bau und Sicherheit
Magdeburg

Dr. Matthias Willms

Leibniz-Zentrum für Agrarlandschaftsforschung e.V.
Institut für Sozioökonomie
Müncheberg

Dr. Ralf Winterberg
Cordes+Winterberg GbR
Technische Bioprozesse, Biogas/Energie
Magdeburg

Dr. Sebastian Wulf
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.
Darmstadt

Eric Wulsten
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Energieverfahrenstechnik
Kassel

Diana Young
Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (ehemals Technische Universität München)
Abteilung Qualitätssicherung und Untersuchungswesen
Freising

Prof. Dr.-Ing. Andreas Zehnsdorf
Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung
Umwelt- und Biotechnologisches Zentrum
Leipzig

Theresa Zicker
Universität Rostock
Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät
Rostock

Dr. Simon Zielonka
Universität Hohenheim
Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
Stuttgart

KTBL-Veröffentlichungen



Klimaschutz in der Landwirtschaft
Emissionsminderung in der Praxis
2017, 60 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-47-0
(Best.-Nr. 40119)

Das Heft liefert einen Überblick über die wichtigsten Quellen von Treibhausgasen in landwirtschaftlichen Betrieben und zeigt auf, wie Landwirte die Emissionen in ihrem Betrieb mindern können.



Anpassungsstrategien für Biogasanlagen
2017, 64 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-39-5
(Best.-Nr. 40118)

Die EEG-Förderrichtlinien ändern sich, die Substrat- und Pachtpreise steigen und die Umweltauflagen werden verschärft. Betreiber von Biogasanlagen müssen auf diese neuen Rahmenbedingungen reagieren. Die Informationen im Heft helfen Handlungsspielraum zu erkennen und mit den richtigen Entscheidungen den wirtschaftlichen Weiterbetrieb der Anlage zu sichern.



Düngung mit Gärresten
Eigenschaften – Ausbringung – Kosten
2017, 64 S., 8 €, ISBN 978-3-945088-37-1
(Best.-Nr. 40117)

Gärreste aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen sind ein vielseitig einsetzbares Düngemittel. Die Autoren beschreiben, worauf Landwirte bei der Düngung mit Gärresten aus Sicht des Pflanzenbaus, des Umweltschutzes und der Kosten achten sollten.



Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven
FNR/KTBL-Kongress vom 22. bis 23. September 2015
in Potsdam
2015, 492 S., 27 €, ISBN 978-3-945088-07-4 (Best.-Nr. 11508)

Flexible Stromerzeugung, biologische und technische Prozessoptimierung, Nährstoffmanagement, Anlagensicherheit, Biomethan sowie Emissionsvermeidung bei der Biogasproduktion und -nutzung waren Schwerpunkte des FNR/KTBL-Biogaskongresses. Rund 80 Posterbeiträge ergänzen den Tagungsband.



Betriebsplanung Landwirtschaft 2016/17

2016, 25. Auflage, 768 S., 26 €, ISBN 978-3-945088-19-7
(Best.-Nr. 19519)

Maschinenkosten kalkulieren, Arbeitseinsätze planen oder Produktionsverfahren bewerten - die 25. Auflage des KTBL-Standardwerkes bietet zu jedem Anlass der betrieblichen Planung umfassende Informationen zu Tierhaltung und Pflanzenproduktion. Erstmals kann auch der Primärenergieverbrauch (KEA-Wert) landwirtschaftlicher Produkte ermittelt werden.



Strom speichern, Eigenverbrauch steigern

Technik - Auslegung - Kosten

2016, 52 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-16-6
(Best.-Nr. 40110)

Viele Betreiber von PV-Anlagen oder kleinen Windenergieanlagen wollen möglichst viel ihres erzeugten Stroms auch selbst verbrauchen. In diesem Heft wird die Analyse von Stromerzeugung und -verbrauch und die Möglichkeiten zur Erhöhung des Eigenverbrauchs durch die Verlagerung einzelner Verbraucher und den Einsatz von Stromspeichern beschrieben und bewertet.



Direktvermarktung von Biogasstrom

2013, 60 S., 9,5 €, ISBN 978-3-941583-83-2 (Best.-Nr. 40101)

In Zeiten höchsten Stromverbrauchs bietet Strom aus Biogas eine zuverlässige und bedarfsgerechte Alternative zu witterungsabhängigen Energiequellen wie Wind und Sonne. Dieses Heft erläutert die technischen Anforderungen, rechtlichen Rahmenbedingungen und möglichen Kosten, mit denen ein Anlagenbetreiber bei der Direktvermarktung seines von ihm erzeugten Stroms rechnen muss.



Mehr Strom aus Sonne

Photovoltaikanlagen optimieren

2016, 56 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-11-1
(Best.-Nr. 40109)

Eine Photovoltaikanlage erfüllt nur bei störungsfreiem Betrieb die in sie gesetzten wirtschaftlichen Erwartungen. Störungen sind jedoch häufig und nicht selten schwer zu erkennen. Das Heft zeigt Landwirten, die PV-Anlagen auf ihren Dächern betreiben, wie sie Störungen vermeiden, erkennen und beheben.



Faustzahlen Biogas

2013, 3. Ausgabe, 360 S., 23 €, ISBN 978-3-941583-85-6
(Best.-Nr. 19506)

Das Nachschlagewerk enthält alle relevanten Daten und Fakten zu Biogas in der Landwirtschaft. Es erläutert die Entwicklung des Biogassektors, die technisch-biologischen Grundlagen und die Substratbereitstellung, Gasausbeute, Gärrestverwertung, Wirtschaftlichkeit und Umweltwirkungen.



Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen

2015, 3. Auflage, 36 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-03-6
(Best.-Nr. 40107)

Dieses Heft bietet zur Abschätzung der Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen Richtwerte, die Hersteller, Planer, Berater und Betreiber bei Planung und Konzeption unterstützen.



Meyer, B.:

Alles unter Dach und Fach Landwirtschaftliche Hallen

2016, 48 S., 8 €, ISBN 978-3-945088-23-4
(Best.-Nr. 40115)

Landwirtschaftliche Hallen für Maschinen und Geräte oder zur Lagerung pflanzlicher Erzeugnisse benötigen flexible Nutzungskonzepte. Potenziellen Bauherren steht mit diesem Heft eine Entscheidungshilfe zur Verfügung, die alle Themengebiete behandelt, die für die Planung einer landwirtschaftlichen Halle relevant sind.

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 Online-Shop www.ktbl.de

BZL-Veröffentlichungen*



Biogasanlagen in der Landwirtschaft

Heft Print, DIN A5, 100 Seiten, Bestell-Nr. 1453
ISBN/EAN 978-3-8308-1070-4, 6. Auflage 2013

Die Biogaserzeugung in Deutschland boomt. 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.



Erneuerbare Energien aus der Landwirtschaft

Energieeffizienzverbesserung in der Landwirtschaft

Mediensammlung, Format 20,5 x 28,5 cm, Bestell-Nr. 1590
ISBN/EAN 9-783830-80939-5, Erstauflage 2013

Erneuerbare Energien sind für die Landwirtschaft eine wichtige Einkommensquelle. Das Medienpaket gibt Landwirten einen Überblick, über die Möglichkeiten und rechtlichen Aspekte der alternativen Energieerzeugung aus Biomasse, Sonne, Wind und Wasser und zeigt, wie sich die Effizienz bei der Erzeugung und bei einer möglichen Verwendung für den eigenen Betrieb verbessern lässt. Umfangreiche Checklisten helfen dabei, die Potenziale in der Innen- und Außenwirtschaft eines Betriebs richtig einzuschätzen. Das Paket besteht aus der aid-Broschüre „Erneuerbare Energien aus der Landwirtschaft“ und der Broschüre „Energieeffizienzverbesserung in der Landwirtschaft“, die vom Verband der Landwirtschaftskammern e. V. aufgelegt wurde.

Bestellungen an

BLE-Medienservice
c/o IBRo Versandservice GmbH
Kastanienweg 1 18184 Roggentin
Telefon: 038204 66544
Telefax: 0228 84 99-200
E-Mail: Bestellung@ble-medienservice.de

Mehr Infos auf

www.ble-medienservice.de
www.ble.de/bzl

* Seit dem 1. Februar 2017 bündelt das Bundesinformationszentrum Landwirtschaft (BIZL) die Kompetenzen der BLE und des in Liquidation befindlichen aid infodienst e.V. (aid) auf dem Gebiet der Agrarkommunikation.