

Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven

FNR/KTBL-Kongress
vom 09. bis 10. September 2019
in Leipzig





KTBL-Schrift 517

Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven

FNR/KTBL-Kongress
vom 09. bis 10. September 2019
in Leipzig

Herausgeber

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

Fachliche Begleitung

KTBL-Arbeitsgruppe „Programmausschuss FNR/KTBL-Biogaskongress 2019“

Astrid Hauptmann | Dr.-Ing. Bernd Krautkremer | Dr.-Ing. Jan Liebetrau (Vorsitzender) |
Dr. Christiane Herrmann | Dr. Joachim Matthias | Dr. Hans Oechsner | Mark Paterson |
Dr.-Ing. Gerd Reinhold | Peter Schünemann-Plag | Dr. Petra Schüsseler

Ideeller Partner



Medienpartner



© KTBL 2019

Herausgeber und Vertrieb

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Bartningstraße 49 | 64289 Darmstadt
Telefon +49 6151 7001-0 | 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.

Titelfoto

Christian Schwier | www.stockadobe.com

Druck und Bindung

Druck- und Verlagshaus Zarbock GmbH & Co. KG
Sontraer Straße 6 | 60386 Frankfurt am Main

Vorwort

Im Jahr 2017 erzeugte die Biogasbranche in Deutschland rund 54 Mrd. Kilowattstunden Energie für Strom, Wärme und Kraftstoff, das entspricht knapp 13 Prozent des gesamten erneuerbaren Energieaufkommens. Im gleichen Jahr vermied der Sektor 16,2 Millionen Tonnen Kohlenstoffdioxid-Äquivalente (CO₂-Äq.). Insgesamt konnten von 1990 bis 2017 rund 152 Millionen Tonnen CO₂-Äq. eingespart werden. Damit leistet die Biogasbranche einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.

Auf die Frage, wie sich der Sektor weiterentwickeln wird, gibt es eine große Bandbreite an Antworten. Eine allgemeingültige Aussage ist dabei schwierig, denn die Ertragsquellen für Biogasanlagen sind so individuell wie die Anlagen selbst.

Um den aktuellen Stand und daraus resultierende Lösungsansätze aufzuzeigen, laden das Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) und die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) am 9. und 10. September 2019 zum Kongress „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“ nach Leipzig ein. Das Deutsche Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ) unterstützt den sechsten Kongress dieser Veranstaltungsreihe als ideeller Partner.

Dieser Tagungsband bündelt die Fachbeiträge der Referierenden sowie die Kurzfassungen der während der Veranstaltung ausgestellten Posterbeiträge. Somit liefert er einen umfassenden Überblick über die Chancen und die aktuellen Problemfelder der Biogastechnik in der Landwirtschaft. Themen der Veranstaltung sind Zukunfts- und Post-EEG-Perspektiven, rechtliche Rahmenbedingungen, aktuelle Herausforderungen sowie die neuesten Erkenntnisse in den Bereichen Prozessbiologie, Verfahrenstechnik, Flexibilisierung und die Verbesserung der Klimaschutzwirkung von Biogasanlagen. Erarbeitet wurde das Fachprogramm des Biogaskongresses durch einen eigens hierfür einberufenen Programmausschuss, bestehend aus renommierten Fachleuten aus Wissenschaft und Beratung.

Wir danken allen Referierenden, Moderatoren und Poster-Autoren sowie den Mitgliedern des Programmausschusses herzlich für ihre engagierte Mitarbeit. Unser Dank richtet sich auch an die Kolleginnen und Kollegen, die den sechsten 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

Mögliche Bedeutung von Biogas in der Energiewende KARIN ARNOLD	11
Perspektiven der Biogasentwicklung in Deutschland JAN LIEBETRAU, VELINA DENYSENKO, WALTER STINNER, NADJA RENSBERG, JAQUELINE DANIEL-GROMKE	20
Rahmenbedingungen für eine zukunftsfähige Biogasproduktion STEFAN RAUH	33
Biogas als Kraftstoff – eine reale Perspektive für Biogasbestandsanlagen FRANK SCHOLWIN, VOLKMAR BRAUNE	44
Erneuerbare Energien und Bioökonomie als Beitrag zur Wertschöpfung im ländlichen Raum BERND HIRSCHL, KATHARINA HEINBACH, JOHANNES RUPP	52
Konsistente Förderung regenerativer Energien durch eine Ausweitung des europäischen Emissionshandels GERNOT KLEPPER, MALTE WINKLER	66
Verwertung von Körnermaisstroh für die Biogaserzeugung DIANA ANDRADE, JOHANNA BARTH, VASILIS DANDIKAS, FABIAN LICHTI	75
Mist und andere Alternativsubstrate für den Biogasprozess – Hemmnisse, Anforderungen, Chancen HANS OECHSNER, BENEDIKT HÜLSEMANN	82
Optimierung der Konservierung und der anaeroben Konversion von Zuckerrüben zur Nutzung in flexiblen Biogassystemen ELZBIETA KUMANOWSKA, SIMON ZIELONKA, ANDREAS LEMMER, HANS OECHSNER	91
Riesenweizengras – alternatives Substrat für Biogasanlagen? MICHAEL DICKEDUISBERG	103
Durchwachsene Silphie – eine Ergänzung zum Mais ANDREA BIERTÜMPFEL, GERD REINHOLD, JOHANNES KÖHLER	110
Vermarktung von Biogas-Gärprodukten an Kundengruppen außerhalb der Landwirtschaft CARSTEN HERBES, JOHANNES DAHLIN, PETER KURZ	120

Mest op Maat – Dünger nach Maß DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER	131
Innovative und vorflutfähige Gärrestbehandlung aus einer Biomethananlage zur Monovergärung von Zuckerrüben mithilfe des Belebtschlammverfahrens WIKTORIA VITH, TORSTEN BÖHLERT	142
Biogas-Messprogramm III – Teil 2 „Systemmikrobiologie“ SUSANNE THEUERL, JOHANNA KLANG, JULIA HASSA, JOHANNA NELKNER, ANDREAS SCHLÜTER, ALFRED PÜHLER, ROBERT HEYER, DIRK BENNDORF.....	152
Bedeutung und Verbleib von neuartigen Erregern und Antibiotikaresistenzgenen in landwirtschaftlichen Biogasanlagen BETTINA MÖSSNANG, UTE MESSELHÄUSSER, BENEDIKT OSTERHOLZ, ALEXANDER SCZYRBA, JOHANNA BARTH UND MICHAEL LEBUHN	163
Methodenvergleich zur Substrat- und Effizienzbewertung an Biogasanlagen SÖREN WEINRICH, FRANZISKA SCHÄFER, JÜRGEN PRÖTER, MARK PATERSON, JAN LIEBETRAU.....	175
Anwendung eines praxisnahen Berechnungsmodells zur Optimierung von Prozessparametern und Minimierung von Methanemissionen aus Gärresten in landwirtschaftlichen Biogasanlagen CHRISTIANE HERRMANN, CARSTEN JOST.....	191
BioShred: systematische Evaluation der mechanischen Zerkleinerung als Substratvorbehandlung in der Biogaserzeugung DIANA ANDRADE, JOHANNA BARTH, MANFRED BISCHOFF, THOMAS DOCKHORN, FABIAN LICHTI, BETÜL MORCALI, DIRK WAGNER	202
Unabhängige Bewertung von Substrataufschlussverfahren JOSEPHINE HOFMANN, JÜRGEN PRÖTER, SÖREN WEINRICH, JAN LIEBETRAU.....	213
Upgrading von Bestandsbiogasanlagen: Flexibilisierung der Gasproduktion bestehender Biogasanlagen mit standardmäßig verfügbaren Substraten (UBEDB) BERND KRAUTKREMER, HENNING HAHN, FABIAN JACOBI.....	225
Erfahrungen mit der (nachträglichen) Flexibilisierung von Biogasanlagen VOLKER ASCHMANN	234

Flexibilisierung mit gezieltem Einsatz von Zuckerrüben MARIAN KAZDA, KERSTIN MAURUS, SHARIF AHMED.....	243
Berücksichtigung der Biogaserzeugung im landwirtschaftlichen Emissionsinventar SEBASTIAN WULF, HANS-DIETER HAENEL, CLAUS RÖSEMANN, SVEN GREBE	250
Methanemissionen aus Biogasanlagen – Minderungspotenziale GERD REINHOLD.....	262
Treibhausgas-Emissionen und Treibhausgas-Bilanzen im Biogassektor TINA CLAUSS, JAQUELINE DANIEL-GROMKE, TORSTEN REINELT, JAN LIEBETRAU.....	273
Zukunftsweisende Konzepte für landwirtschaftliche Biogasanlagen – eine Agenda PETER SCHÜNEMANN-PLAG	280
Regionalspezifische ganzheitliche Analyse von Folgekonzepten zur Bewertung des Finanzierungsbedarfs erhaltenswerter Bestandsanlagen: Next Generation [BIOGAS] LUDGER ELTROP, JOSHUA GÜSEWELL.....	292
Gesamtökonomische Effekte von Biogasanlagen und Wege abseits der reinen Stromerzeugung BERNHARD WERN, PATRICK MATSCHOSS, JOACHIM PERTAGNOL	302
 Poster	
Pansenkultivierung zur Strohhydrolyse als Biogasvorstufe FRANK LANGGUTH, CAROLA GRIEHL.....	313
Lebensmittelrestevergärung in Deutschland und den USA BENEDIKT HÜLSEMANN, STEPHANIE LANSING, ABHINAV CHOUDHURY, JENNA SCHUELER, MARIA SOL LISBOA, HANS OECHSNER	315
Biogas fördert Biodiversität ELENA KRIMMER, KORNELIA MARZINI, MARTIN DEGENBECK, INA HEIDINGER, INGRID ILLIES.....	318
Ertragssteigerung von Wildpflanzenmischungen zur Biogasproduktion WALTER BLEEKER, STEFAN ZELLER, JOACHIM ZELLER, FRED EICKMEYER.....	321
Sorghum als Alternative zum Maisanbau – On-Farm-Versuche zur Optimierung des Anbaus in Praxisbetrieben STEFAN LUKAS, MICHAEL HAUBOLD-ROSAR.....	323

Verbundvorhaben „Sorghum III“ – Optimierung des Sorghumanbaus und Wissenstransfer in die landwirtschaftliche Praxis BIANCA SCHLÜTTER, MEIKE BACKES.....	326
Verbundvorhaben „Sorghum III“ – Optimierung des Sorghumanbaus und Wissenstransfer in die landwirtschaftliche Praxis BIANCA SCHLÜTTER, MEIKE BACKES.....	328
Wirtschaftlichkeit von Sorghumhirsen MARKUS THEISS, KERSTIN JÄKEL	331
Bienen nutzen Pollen der Energiepflanze <i>Sorghum bicolor</i> REINHOLD SIEDE, STEFFEN WINDPASSINGER, RALPH BÜCHLER	334
Hygienisierung und Stickstoffentfrachtung von Wirtschaftsdünger - Hygie (NH ₃) isch - JULIANA ROLF, DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER	337
Optimierung einer Feinseparation für die Aufbereitung von Rindergülle und Gärresten - OptiSep LUKAS WETTWER, DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER	340
Verwendung von Flockungsmitteln auf Basis nachwachsender Rohstoffe zur Gülleaufbereitung und weiteren stofflichen Nutzung JULIANA ROLF, DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER	343
Optimierung des Biogaspotenzials von <i>Phalaris arundinacea</i> (Rohrglanzgras) unter besonderer Berücksichtigung der Anreicherung von Germanium und Seltenen Erden in Gärresten OLIVER WICHE, NAZIA ZAFFAR, CHRISTIN MOSCHNER, ERIK FERCHAU, ANDREAS HERRMANN, ULF FEUERSTEIN, HERMANN HEILMEIER, HARTMUT KRAUSE	346
Stabile, mesophile Biowasserstoff-Produktion mittels dunkler Fermentation durch pH-Wert abhängige Raumbelastungsanpassungen und Gülle-Verwertung TOBIAS WEIDE, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER	349
Biogene Methanisierung zur Aufreinigung von Biogas zu Biomethan mit einer Kaskade aus zwei Festbettreaktoren MARION SCHOMAKER, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER.....	352
Lebenszyklusanalyse eines Power-to-Fuel-Systems für Biogasanlagen LEA EGGEMANN, NEUS ESCOBAR, RALF PETERS, PETER BURAUDEL, DETLEF STOLTEN	355

Optimierung des Biogasprozesses durch effizientere Enzyme – Ziele und Ergebnisse des H2020-Projekts DEMETER LIANE MÜLLER, TIMO ROLF ZERBACK, MATTHIAS GOTTLIBE, JAN LIEBETRAU.....	358
Energetische Untersuchungen zur Rührtechnik in einer Praxisanlage ANDREAS LEMMER, BENJAMIN OHNMACHT, PHILIPP KRESS, HANS OECHSNER	361
Flexible energy production by pulse feeding of sugar beet silage and its correlation with storage capacity SHARIF AHMED, KERSTIN MAURUS, MARIAN KAZDA.....	363
Ökonomische Betrachtung der flexiblen Biogaserzeugung mit Zuckerrübe als Spitzenlastsubstrat FELIX M. PIONTEK, SHARIF AHMED, KERSTIN MAURUS, MARIAN KAZDA	368
Anaerobe Hochlastvergärung separierter, flüssiger Schweinegülle zur Optimierung und Flexibilisierung von Biogasanlagen ALEXANDER NASSMACHER, TOBIAS WEIDE, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER	371
Regelung von Biogasanlagen durch die Kombination von mechanistischen Modellen und maschinellem Lernen DAVID WAGNER, MIRKO GRÖPER, WOLFGANG SCHLÜTER	374
Erforschung neuer Lösungen für textile Biogasspeichersysteme – BIG KAI HEINLEIN	376
Substratwechsel – eine Chance für Biogasanlagen THG-Emissionen zu reduzieren LYNN VINCENT, JOACHIM FISCHER.....	379
Emissionen von Lachgas und Methan aus Recyclingdüngern im Feld NORAH EFOSA, HANS-MARTIN KRAUSE, ROMAN HÜPPI, NADÈGE VAUCHER, JOHAN SIX, ELSE BÜNEMANN	382
Innovative Konzepte und Geschäftsmodelle für zukunftsfähige Bioenergiedörfer ROLAND BAUBÖCK, MARIANNE KARPENSTEIN-MACHAN	384
REzAB – Biogasanlagen für zukünftige Aufgaben fit machen! VICTORIA GRÜNER, DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER	386
Auswahl- und Bewertungsprozess für Post-EEG-Konzepte und Bewertungskriterien im Rahmen des Projektes NxtGenBGA KATHARINA SCHERGE, LARS HOLSTENKAMP	389

Biogas Progressiv: zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen (ProBiogas) WOLFGANG MERKLE, HANS OECHSNER, MARK PATERSON, BERND WIRTH.....	392
Optibiosy – Erbringung von Systemdienstleistungen aus Biogasanlagen MAX BECKER, JOHANNES RAUCH.....	395
Rechtliche Rahmenbedingungen des Peer-to-Peer-Handels mit Strom aus erneuerbaren Energien ASTRID VON BLUMENTHAL, ANJA BARTSCH	398
Biogasbenchmark Münsterland TIM WISSEL, DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER	401
Entwicklung und Perspektiven des österreichischen Biogassektors BERNHARD STÜRMER	404
Mitwirkende	407

Mögliche Bedeutung von Biogas in der Energiewende

KARIN ARNOLD

1 Der übergeordnete Rahmen: Notwendigkeit der Energiewende

In Deutschland und Europa ist es mittlerweile das anerkannte Ziel von Klimaschutzbemühungen, den Anstieg der globalen Oberflächentemperatur gegenüber der vorindustriellen Zeit auf höchstens 2 °C zu begrenzen. Diese Zielvorgabe entspricht für Deutschland einer Reduktion des Treibhausgasausstoßes von 80 % bis 2050 gegenüber 1990.

„Wahrscheinlich beherrschbar“ sind aber nach Einschätzung des IPCC (2018) die Folgen eines Temperaturanstiegs von nur 1,5 °C der globalen Mitteltemperatur – entsprechend einer Treibhausgas(THG)-Minderung von 95 % bis 2050 gegenüber 1990. Die nationalen Zielvorgaben ergeben sich aus Berechnungen der einschlägigen Klima-Modellierungen (IPCC 2018) mit globalem Bezug.

Weiteres Ergebnis dieser Rechnungen ist, dass der gesamte Ausstoß an Treibhausgasen bis 2060, spätestens 2080, weltweit quasi auf Null reduziert werden muss. Dieses Ambitionsniveau macht deutlich, dass kein Sektor von den Anstrengungen zum Klimaschutz ausgenommen werden darf.

Verstärkt wird diese Aussage auch durch die Abbildung 1: Sie verdeutlicht ebenfalls die Größe der bevorstehenden Herausforderung im Klimaschutzbemühen.

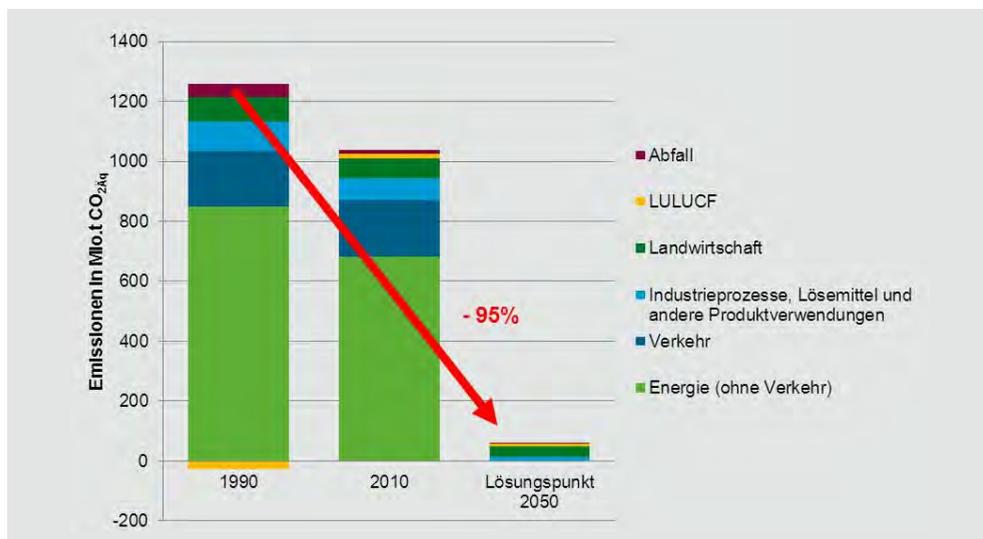


Abb. 1: Reduktion der Treibhausgasemissionen nach Sektoren im UBA-Szenario (UBA 2014, verändert)



Abb. 2: Die Sieben Wenden (Schneidewind et al. 2018)

Wie diese Herausforderung in Deutschland positiv angegangen werden kann, ist Gegenstand von Schneidewind et al. (2018). Demnach ist eine Transformation in allen Sektoren der Gesellschaft notwendig, verdeutlicht durch sogenannte „Arenen“ in denen sich die Wenden abspielen (Abb. 2). Diese Wenden und auch die benannten Arenen greifen ineinander über und lassen sich zum Teil nicht ganz trennscharf voneinander abbilden.

Wenig beleuchtet wird in diesem Zusammenhang eine Agrarwende, die aber durch die Maßnahmen der Ernährungs-, Energie- sowie der industriellen Wende flankiert wird. Dadurch ist schon gesetzt, dass auch der Agrarsektor nicht ohne tiefgreifende Veränderungen zukunftsfest gemacht werden kann.

Realisiert werden kann diese „Zukunftskunst“, also die Transformation hin zu einer nachhaltigen Entwicklung in allen Bereichen, indem ihre vier Dimensionen bearbeitet werden: die technologische Dimension wird von den technischen Möglichkeiten maßgebend bestimmt. Doch deren ökonomische Umsetzung ist ebenso entscheidend wie die kulturelle Akzeptanz. Institutionelle Einbindung in die Gesellschaft ermöglicht und erleichtert die Maßnahmen.

2 Langfristig: Vision Landwirtschaft 2050

Die Vision eines treibhausgasneutralen Industriestandortes Deutschland wird beschrieben in UBA (2014). Die Studie unterscheidet sich methodisch von Langfrist-Energieszenarien, indem dort weder Entwicklungspfade noch Zeitreihen, sondern nur der Zielzustand im Jahr 2050 dargestellt wird. Neben den Branchen der Grundstoffindustrie ist auch der Landwirtschaft dort ein eigenes Kapitel gewidmet.

Eine grundlegende Annahme ist die Zunahme der Weltbevölkerung und damit auch eine Steigerung der Nachfrage nach Nahrungs- und Futtermitteln, die ihrerseits starke Marktanreize für weitere Produktionssteigerungen auslöst. Eine Extensivierung der Landwirtschaft ist vor diesem Hintergrund nicht zu erwarten.

Um gleichzeitig Klimaschutzmaßnahmen und auch Maßnahmen zum Schutz der Umwelt zu ermöglichen, ist eine „sustainable intensification“ notwendig, also eine Steigerung der Produktion bei gleichzeitigem Ressourcenschutz durch nachhaltiges Wirtschaften. Beispiele dafür sind etwa eine Steigerung der Dünge- und Fütterungseffizienz. Da mit erhöhten Marktpreisen erwartungsgemäß auch die Düngemittel- und Futterpreise ansteigen werden, versprechen Effizienzsteigerungen in diesem Bereich vergleichsweise günstige THG-Minderungsmaßnahmen zu werden.

Einige der wesentlichen Annahmen zur Landnutzung sowie zur Verwendung von Agrarprodukten bei der Umsetzung der Vision „Landwirtschaft Deutschlands in 2050“ sind Folgende:

- Wiedervernässung von landwirtschaftlich genutzten Moorböden; dann nur noch extensiv nutzbar
- Keine weitere Umwandlung von Grünland in Ackerland, daher keine THG-Emissionen aus Landnutzungsänderungen
- Flächenversiegelung sinkt bis 2050 auf Null
- In 2050 keine Verwendung von Anbaubiomasse für energetische Nutzung
 - Ausnahme: Rest- und Abfallstoffe aus der Pflanzen- und Tierproduktion (Gülle)
 - Anbaufläche für Silomais nur noch für die Ernährung der Viehbestände
- Stoffliche Verwendungen von landwirtschaftlichen Erzeugnissen weiterhin im Umfang des Jahres 2007
- Wirtschaftsdünger wird für die Biogasproduktion verwendet, dadurch Vermeidung von bis zu 80 % der THG-Emissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung. Rückgang der Tierproduktion ist zu berücksichtigen!
- Abschätzung der inländischen Nahrungsmittelnachfrage
 - Bevölkerungsrückgang bis 2050 in Deutschland um etwa 12 %
 - Den Empfehlungen der Deutschen Gesellschaft für Ernährung e. V. (DGE) zur Umstellung auf eine gesunde Ernährung wird gefolgt (Einschränkung des Fleischkonsums)
 - Reduktion der Lebensmitteabfälle um 50 %
- Die Produktionsmengen in der Landwirtschaft werden aufrechterhalten

Als wesentliche Maßnahmen zur Reduktion der THG aus der Landwirtschaft wird in erster Linie die Steigerung der N-Produktivität genannt, gefolgt von der Umsetzung von 80 % des Wirtschaftsdüngers in Biogasanlagen (in Zusammenhang mit reduzierten Emissionen aus der Lagerung). Zudem wird ein deutlicher Rückgang in der Tierproduktion angesetzt. Ökologischer Landbau wird auf rund 20 % der Fläche angenommen.

Aus dem Maßnahmenkatalog zur nachhaltigen Landwirtschaft in Deutschland 2050 lässt sich ableiten, dass nur noch ein begrenztes Potenzial an Biogas zur Verfügung stehen wird.

3 Kurz- bis mittelfristiger Einsatz von Biogas und Biomethan

3.1 Dekarbonisierung im Verkehrssektor

Der Verkehrssektor bleibt weiterhin ein Sorgenkind der deutschen Klimaschutzbemühungen. Zum Anstieg der THG-Emissionen in Deutschland von 2015 auf 2016 hat der Verkehr den größten einzelnen Beitrag zu verzeichnen (UBA 2016). Eine entschlossene Dekarbonisierung ist dringend angeraten; nach Höhne et al. (2016) soll diese bis 2035 umgesetzt werden, um Deutschlands Vorreiterrolle zu gewährleisten.

Dabei wird eine rein technische Lösung – also etwa ein Kraftstoffwandel – nicht ausreichen; im Sinne der Zukunftskunst müssen die drei Dimensionen der Ökonomie, der Kultur und der Institutionen mit zum Lösungsraum beitragen.

Die Bedeutung von Biokraftstoffen in der Erstellung von Langfrist-Energieszenarien hat in den letzten Jahren eher abgenommen. Abbildung 3 zeigt den Einsatz von Bio-

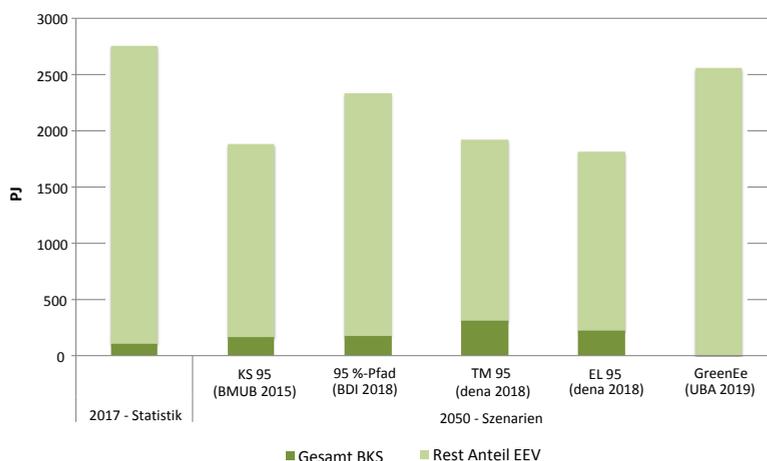


Abb. 3: Anteile von Biokraftstoffen (BKS) am gesamten Endenergieverbrauch (EEV) im deutschen Verkehr 2050 in verschiedenen Szenarien. BMUB 2015 = Repenning et al. 2015, BDI 2018 = Gebert et al. 2018, dena 2018 = Bründlinger et al. 2018, GreenEe noch unveröffentlicht.

kraftstoffen in Deutschland im Jahr 2050 in solchen Szenarien, die auf das ambitioniertere Klimaschutzziel mit 95 % Minderung bis 2050 gegenüber 1990 zielen.

Eine Unterscheidung zwischen flüssigen und gasförmigen Biokraftstoffen wird teils nicht getroffen und ist in der Abbildung nicht ausgewiesen. Die Anteile der Biokraftstoffe am gesamte Energiebedarf des Verkehrssektors liegen zwischen 13 und 22 % (bei rund 4 % in 2017).

Das ambitionierte Klimaschutzszenario „GreenEe“ wird erst im Herbst 2019 vollständig präsentiert; einzelne Ergebnisse, wie etwa zum Verkehr, sind der Fachwelt bereits zur Verfügung gestellt worden (weitere Informationen unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/szenarien-konzepte-fuer-die-klimaschutz/ressourcenschonendes-treibhausgasneutrales/szenario-1-greenee#Fazit>).

Die THG-Minderungsmaßnahmen im Verkehr beruhen auf den drei „V“: Verkehrsvermeidung, Verlagerung und Verbesserung. Die Anforderungen einer Verkehrswende, die also nicht nur rein technischer Art sind, sind dort weitgehend umgesetzt.

In ähnlicher Weise hat das hoch ambitionierte Dekarbonisierungsszenario von Rudolph et al. (2017) das Ziel abgebildet, den deutschen Verkehrssektor bis 2035 komplett treibhausgasneutral zu stellen. Die grundlegendste technische Maßnahme ist die nahezu vollständige Elektrifizierung des Verkehrs, mit Ausnahme des Flugverkehrs. Die Elektrifizierung kann dabei sowohl direkt batterie-elektrisch oder aber über den Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb erzielt werden.

Abbildung 4 zeigt den Endenergiebedarf des landgebundenen Personen- sowie Güterverkehrs nach Energieträgern, wie er im Dekarbonisierungsszenario abgebildet ist, im Vergleich zu einem erhobenen Stand 2013.

Für den Personenverkehr ergibt sich in 2035 ein Endenergiebedarf von 358 PJ, wovon der überwiegende Anteil (271 PJ) über Strom und noch 84 PJ mit Wasserstoff gedeckt wird. Die geringe Menge von 4 PJ an Bio- bzw. synthetischem Methan ist im Balkendiagramm kaum sichtbar.

Deutlich erkennbar ist dagegen die Reduktion der Energieverbräuche sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr. In 2035 beruhen beide Sektoren auf Strom oder Wasserstoff; fossile Kraftstoffe werden de facto nicht mehr eingesetzt.

Die Elektrifizierung wird der Schlüssel zur gelungenen Umsetzung einer Dekarbonisierung im Verkehrssektor sein. Biogas sollte daher dort nicht in einem Maße eingesetzt werden, das über Nischenanwendungen hinausgeht.

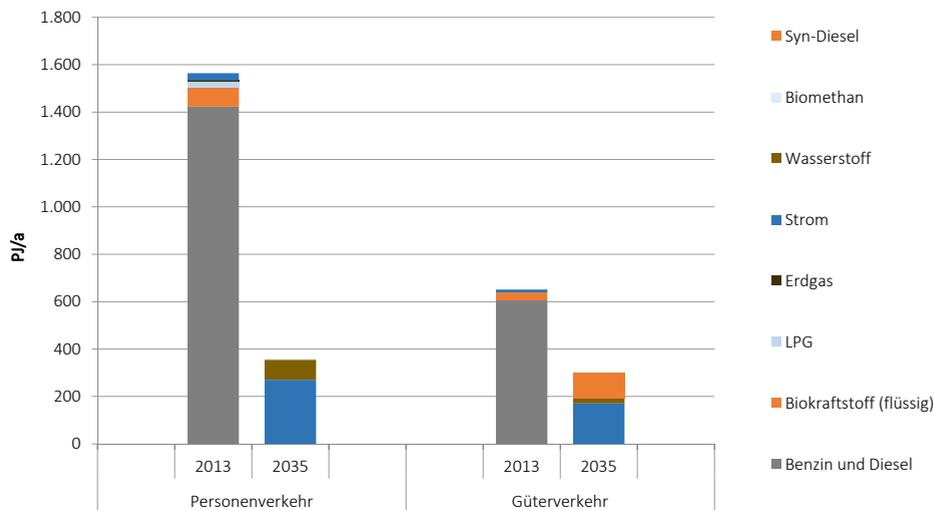


Abb. 4: Endenergiebedarf des landgebundenen Personen- und Güterverkehrs nach Energieträgern in 2013 sowie im Dekarbonisierungsszenario 2035 (Rudolph et al. 2017)

3.2 Strom: Flexibilisierung

Das deutsche Stromsystem befindet sich bereits im Umbau: Immer mehr erneuerbare Energieträger tragen zur Stromproduktion bei. Unter diesen sind vor allem Sonne und Wind diejenigen, die hohe Anteile beitragen, und auch im Ausblick noch zunehmen werden (BMWi 2018). Sonne und Wind liefern allerdings fluktuierend Energie, das Angebot steht nicht jederzeit zur Verfügung, sondern ist von lokalen Wettergegebenheiten abhängig. Daher wird von vielen Seiten vermutet, dass die Stromproduktion in Gänze immer unregelmäßiger werden wird, je höher die Anteile der fluktuierenden Energieträger werden. Auf der anderen Seite gleichen sich die Angebote von Wind und Sonne statistisch immer mehr aus, je mehr Anlagen installiert sind. Zudem wird die Prognosegenauigkeit immer besser, sodass die Schwankungen im Stromangebot immer genauer bekannt werden, bevor sie eintreffen.

Es bleibt aber richtig, dass das Stromsystem der Zukunft umso besser aufgestellt ist, je mehr Optionen zum Lastausgleich zur Verfügung stehen. Dabei sind neben den Stromspeichern (direkte Speicher: von Pumpwasserspeichern bis zur Batterie; indirekt: chemische Speicherung als H_2) natürlich die Optionen zum Lastausgleich von Bedeutung. Demand-Side-Management (DSM) wird sowohl als Redispatch im Kraftwerkspark als auch möglicherweise zunehmend von den Verbrauchern (Industrie und Gewerbe) als Lastmanagement betrieben.

Flexibel gesteuerte Biogasanlagen, die in der Lage sind, nach Bedarf Biogas im BHKW zu verstromen, wenn die anderen Erneuerbaren nicht liefern, sind eine zusätzliche – und die einzige erneuerbare – Option, das Angebot an Strom an die Nachfrage anzupassen. Das Erbringen dieser Systemdienstleistung wird daher als die vorrangigste Einsatzoption von Biogas gesehen.

Je länger das erzeugte Biogas vor der Verstromung gespeichert werden kann, desto höher ist die Flexibilität des Betreibers und desto höher auch die Wahrscheinlichkeit, Strom zu Zeiten geringen Angebots zu möglichst höheren Preisen zu verkaufen. Das ist derzeit aber vor allem eine theoretische Option, die kaum genutzt wird, da die Biogasanlagen in der Regel (noch) nicht mit einem großen Gasspeicher ausgerüstet sind und zudem der Betreiber nicht in erster Linie die (persönliche) Kapazität hat, den Betrieb zeitlich eng mit dem Regelenergiemarkt abzustimmen.

Ähnlich wie es beim industriellen DSM der Fall ist, ist diese Flexibilität zudem derzeit kaum wirtschaftlich lohnend, da die erzielbaren Erlöse am Regelenergiemarkt nicht ausreichend hoch sind, um ein Engagement der Biogasanlagenbetreiber auszulösen.

In aktuellen Forschungsprojekten wie dem großen Kopernikus-Verbund-Projekt „SynErgie: Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung“ wird unter anderem der Frage nachgegangen, wie sich zukünftig der Strompreis und damit auch die möglichen Erlöse am Regelenergiemarkt entwickeln werden. Offizielle Ergebnisse sind dazu noch nicht veröffentlicht; es wird aber mit deutlich steigenden Preisen und vor allem größeren Preisschwankungen gerechnet.

4 Aufgabe Deutschlands als Vorreiter

Betrachtet man die globalen Treibhausgasemissionen im nationalen Vergleich, dann hat Deutschland zwar jährlich pro Kopf einen etwa doppelt so hohen Ausstoß wie im internationalen Vergleich (9,6 zu 4,8 t), der absolute Anteil an den bisher verursachten Emissionen liegt aber nur bei rund 5 %, der Anteil an den derzeitigen Emissionen sogar bei unter 2 % (BMUB 2018).

Der Anteil der Landwirtschaft (ohne den Sektor LULUCF (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft)) an den deutschen Emissionen betrug in 2016 ca. 8 % und auch zur Zielerreichung der Treibhausgasneutralität werden dem Sektor keine übermäßigen hohen Minderungen abverlangt.

Die Herausforderungen sind also in anderen Sektoren, etwa im Verkehr, aber auch in anderen Industriebranchen, wie der energieintensiven Grundstoffindustrie, noch sehr viel stärker ausgeprägt. Auch hier kommt es aber darauf an, die Produktion als solche auf einem nachhaltigen Niveau aufrechtzuerhalten und nicht etwa die Produktion vollständig einzustellen. Das hätte zum einen zur Folge, dass die entsprechenden Produkte bei gleichbleibender Nachfrage im Ausland hergestellt werden würden („Carbon Leakage“). Zum anderen würde es aber auch nicht dem Anspruch Deutschlands, ein treibhausgasneutrales Industrieland zu sein, gerecht. Es geht um die Entwicklung von Dekarbonisierungstechnologien, die es ermöglichen, Wirtschaft und Klimaschutz miteinander in Einklang zu bringen, um so Vorreiter auf den globalen Klimaschutzmärkten zu sein. Auch dort können wichtige Wertschöpfungs- und Innovationspotenziale erschlossen werden (Fischedick 2017). Beispielhaft dafür ist das „CO₂-freie Stahlwerk“, also die Direktreduktion von Eisen mit Wasserstoff, bei der annähernd keine Treibhausgasemissionen mehr freigesetzt werden.

Auch die deutsche Landwirtschaft mit ihrer starken agrarwissenschaftlichen Forschungsgemeinde sollte diesen Weg einschlagen und nach Lösungen suchen, ihre Produktion auf nachhaltige und insbesondere emissionsarme Prozesse umzustellen.

Literatur

- BMUB (2018): Klimaschutz in Zahlen – Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik. Ausgabe 2018. Klimaschutz in Zahlen. Berlin, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
- BMWi (2018): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2017. Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
- Bründlinger, T.; König, J. E.; Frank, O.; Gründig, D.; Jugel, C.; Kraft, P.; et al. (2018): Leitstudie Integrierte Energiewende. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf. Zugriff am 06.08.2018
- Fischedick, M. (2017): What role does decarbonisation in industry play in UNFCCC negotiation process - introduction to the conference. Presented at the Fachkonferenz: Klimaschutz in der Industrie, Bonn, https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/misc/COP23_Fachkonf_Panel1_171110_Fischedick.pdf, Zugriff am 17.6.2019
- Höhne, N.; Kuramochi, T.; Sterl, S.; Röschel, L. (2016): Was bedeutet das Pariser Abkommen für den Klimaschutz in Deutschland? Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace. Berlin, NewClimate – Institute for Climate Policy and Global Sustainability gGmbH

- IPCC (2018): Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5 °C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5 °C above preindustrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Genf, Intergovernmental Panel on Climate Change. <http://ipcc.ch/report/sr15/>, Zugriff am 17.6.2019
- Gebert, P.; Herhold, P.; Burchardt, J.; Schönberger, S.; Rechenmacher, F.; Kirchner, A.; Kemmler, A.; Wünsch, M. (2018): Klimapfade für Deutschland. Prognos AG, Boston Consulting Group
- Repenning, J.; Matthes, F. C.; Eichhammer, W.; Braungardt, S.; Athmann, U.; Ziesing, H.-J. (2015): Klimaschutzszenario 2050. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) No. 2. Modellierungsrunde. Berlin, Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI. <http://www.oeko.de/oekodoc/2019/2014-604-de.pdf>, Zugriff am 17.6.2019
- Rudolph, F.; Koska, T.; Schneider, C. (2017): Verkehrswende für Deutschland. Der Weg zu CO₂-freier Mobilität bis 2035. S. 65, Wuppertal, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6812/file/6812_Verkehrswende.pdf, Zugriff am 17.6.2019
- Schneidewind, U.; Wiegandt, K.; Welzer, H. (2018): Die große Transformation Eine Einführung in die Kunst gesellschaftlichen Wandels, Frankfurt a. M.
- UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Climate Change 07/2014. Dessau, Umweltbundesamt, S. 39
- UBA (2016): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland – aktualisierte Ausgabe 2016. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/uba_fachbroschuere_umweltschaedliche-subventionen_bf.pdf, Zugriff am 17.6.2019

Perspektiven der Biogasentwicklung in Deutschland

JAN LIEBETRAU, VELINA DENYSENKO, WALTER STINNER, NADJA RENSBERG,
JAQUELINE DANIEL-GROMKE

1 Einleitung

Vor dem Hintergrund ambitionierter politischer Ziele, wie etwa der im Koalitionsvertrag festgelegte Anteil von 65 % EE-Strom bis 2030 sowie des geplanten Kohleausstiegs in 2038 mit Prüfung einer in 2032 gegebenenfalls um 3 Jahre vorgezogenen Ausstiegsmöglichkeit, kommt der Biogaserzeugung und -nutzung im Rahmen der Bioökonomie eine besondere Bedeutung zu.

Maßgeblich für die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biogas war die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in 2000. Im Zuge der EEG-Novellierungen in 2012, 2014 und 2017 wurden die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Vergütung geändert. Dies führt zur Frage nach der zukünftigen Biogasentwicklung im Strom-, Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor in Deutschland. Unter den geänderten Rahmenbedingungen sind in erster Linie Kostensenkungen notwendig, um die Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas auch nach Auslaufen der „ersten“ zwanzigjährigen EEG-Vergütung im Sinne eines festen Bestandteils innerhalb smarter Energiesysteme zu gewährleisten. Demgegenüber stehen der ökologische Mehrwert von Biogas/ Biomethan (u. a. THG-Minderungspotenzial) und die gesellschaftlichen Kosten im Falle einer möglichen Verfehlung der klimapolitischen Ziele (bei ausbleibender Reduktion der THG-Emissionen um 40 % nach 2020 gegenüber 1990). Beides wird in den aktuellen Vergütungsszenarien unzureichend berücksichtigt.

2 Status quo der Biogaserzeugung und -nutzung

2.1 Aktuelle Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas und Biomethan

Ende 2018 waren in Deutschland rund 8.800 Biogas-Vor-Ort-Verstromungsanlagen sowie etwa 203 Biogasaufbereitungsanlagen (mit Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan) in Betrieb (Abb. 1). Die installierte elektrische Leistung der Biogas-VOV-Anlagen und Biomethan-BHKW belief sich dabei auf 6,1 GW (BMW 2019). Der arbeitsrelevante Leistungszubau in 2018 beschränkte sich auf rund 100 Güllekleinanlagen sowie vereinzelt landwirtschaftliche Anlagen bzw. Anlagenerweiterungen (> 75 kW_{el}), eine Bioabfallvergärungsanlage wurde zudem außer Betrieb genommen (BNetzA 2019b,

Denysenko et al. 2019). Der Zubau arbeitswirksamer Leistung für Biogas betrug dabei insgesamt rund 35,8 MW_{el}. Darüber hinaus gab es in 2018 – bedingt durch die im Energiegesetz vorgeschriebene Absenkung des Flexdeckels auf 1.000 MW – eine im Vergleich zu den Vorjahren erhöhte Überbauung im Zuge der Umstellung auf den flexiblen Betrieb im Umfang von etwa 370 MW. Dabei wurden rund 30 % der Biogas- und Biomethan-BHKW im November und Dezember 2018 flexibilisiert (BNetzA 2019b, Lenz et al. 2019).

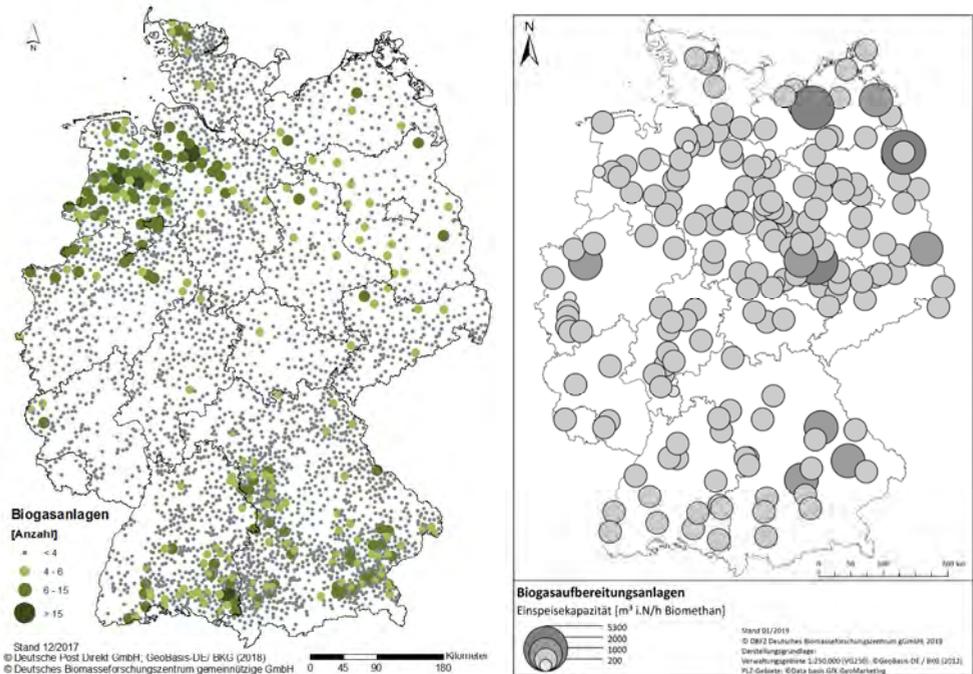


Abb. 1: Links: Standorte der Biogas-Vor-Ort-Verstromungsanlagen in Deutschland zum Stand 12/2017; rechts: Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland, differenziert nach Aufbereitungskapazitäten zum Stand 01/2019 (DBFZ 2019 auf Basis der BNetzA-Jahresabrechnungsdaten 2017, Anlagenregister der BNetzA zum Stand 12/2018, DBFZ-Anlagendatenbank zum Stand 01/2019)

Die Bruttostromerzeugung aus Biogas und Biomethan lag 2018 bei etwa 32,2 TWh_{el}, was einem Anteil von rund 14 % an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht. Somit leistet Biogas inklusive Biomethan – neben Windenergie und Photovoltaik – einen wesentlichen Beitrag zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Wärmebereitstellung aus Biogas erreichte im Jahr 2018 rund 16,7 TWh_{th}, das entspricht ca. 10 % der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien bzw. rund 1,4 % des Endenergieverbrauchs Wärme insgesamt (BMW_i 2019).

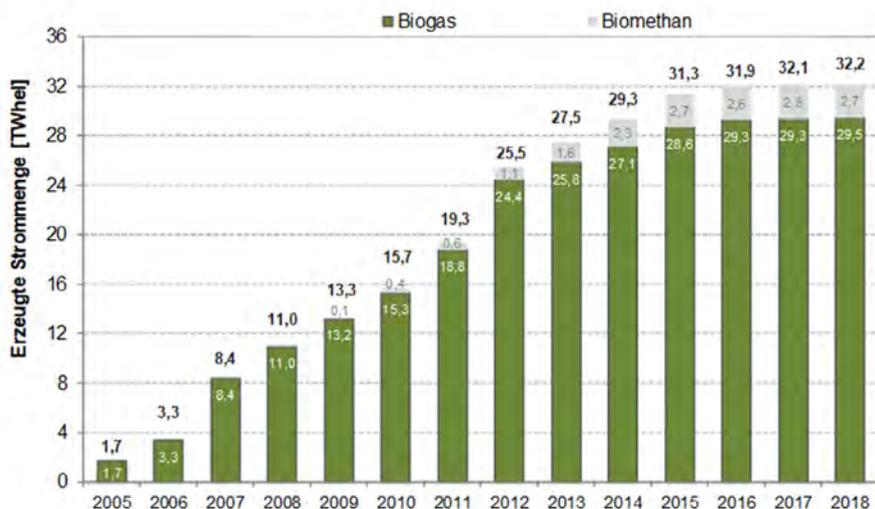


Abb. 2: Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Biogas und Biomethan im Zeitraum von 2005 bis 2018 nach Angaben der AGEE-stat (DBFZ 2019)

Die Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Biogas und Biomethan in KWK-Anlagen nach Angaben der AGEE-stat ist in der Abbildung 1 dargestellt. Aufgrund des geringen Zubaus an neuen Anlagen in den letzten 3 Jahren bleibt die Stromerzeugung aus Biogas inklusive Biomethan auch für 2018 in der Größenordnung von ca. 32 TWh_{el} (Denysenko et al. 2019). Mit Auslaufen der 20-jährigen EEG-Festvergütung für die Stromerzeugung bestehender Biogasanlagen und zunehmender Anlagenstilllegungen wird unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ein deutlicher Rückgang der Stromerzeugung aus Biogas bis 2030 erwartet (Daniel-Gromke et al. 2019).

Biomethan

Biomethan wird nach wie vor überwiegend in den nach EEG vergüteten Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt. Die Anzahl der Biomethan-BHKW in Deutschland wird nach Angaben der dena für 2017 auf 1.323 Anlagen mit rund 530 MW_{el} installierter elektrischer Gesamtanlagenleistung geschätzt (Reinholz und Völler 2018). Laut Angaben der Bundesnetzagentur wurden im Jahr 2017 rund 9,5 TWh Biomethan in das deutsche Erdgasnetz eingespeist (BNetzA Monitoringbericht 2017). Überdies wurden in 2018 etwa 401 GWh Biomethan in Erdgasfahrzeugen eingesetzt, was lediglich 1 % der erneuerbaren Kraftstoffe entspricht (BMW i 2019) und deutliche Ausbaupotenziale zeigt.

2.2 Aktuelle gesetzliche Lage

Zu den wichtigsten Änderungen gesetzlicher Rahmenbedingungen für Biogas und Biomethan in jüngster Vergangenheit gehören das mit dem EEG 2017 eingeführte Ausschreibungsmodell für Strom aus erneuerbaren Energien, darunter auch Biomasse, das Energiesammelgesetz aus dem Jahr 2018 mit einer Reihe relevanter Änderungen für insgesamt 14 weitere Gesetze (Deutscher Bundestag 2018), die novellierte Düngeverordnung sowie die gesetzliche Aufhebung der 75-kW-Grenze (installierte Leistung) bei Güllekleinanlagen.

Das Ausschreibungsmodell wurde im Zuge der EEG-Novellierung im Jahr 2017 eingeführt und basiert auf dem pay-as-bid-Prinzip, um den Übergang von staatlicher EEG-Förderung zum freien Wettbewerbs für die erneuerbaren Energien zu gewährleisten. So können bestehende Biomasseanlagen, die vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb gegangen sind und dessen Förderanspruch in der EEG-Vergütung noch maximal 8 Jahre beträgt, an den Ausschreibungen teilnehmen, während für die Neuanlagen die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren verpflichtend ist. Zur Teilnahme an Ausschreibungen sind Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 150 kW_{el} mindestens doppelt zu überbauen (§ 44b Abs. 1 EEG 2017). Die Anschlussvergütung für Biogasbestandsanlagen im Rahmen der Ausschreibungen wird für maximal 10 Jahre gewährt und ein Jahr nach der Zuschlagserteilung gezahlt. Eine weitere Voraussetzung zur Teilnahme an den Ausschreibungen ist, dass der verbleibende EEG-Vergütungsanspruch der Biogasbestandsanlagen maximal 8 Jahre beträgt. Die Zuschlagsmenge reduziert sich jeweils um den Bruttozubau des Vorjahres bzw. erhöht sich um die Zuschlagsmengen, die nach der vorgesehenen Frist nicht umgesetzt wurden. Das Ausschreibungsvolumen gilt in Summe über alle Optionen der Strombereitstellung aus Biomasse (Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017).

Im Zuge des bereits oben erwähnten Energiesammelgesetzes sind ab 2019 zwei Gebotstermine pro Jahr durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) auszuschreiben: am 1. April und am 4. November mit jeweils 75 MW installierter elektrischer Leistung an Ausschreibungsvolumen. In den Jahren 2020 bis 2022 werden sich die auszuschreibenden Kapazitäten erhöhen und jeweils 100 MW pro Ausschreibungsrunde betragen. Für die tatsächliche Planungssicherheit ist jedoch eine Definition der Ausschreibungsvolumina ab 2023 notwendig – bisher heißt es, dass die Bundesregierung rechtzeitig die geplanten Ausschreibungsmengen kommunizieren wird.

In Tabelle 1 sind die Ergebnisse der bisher gelaufenen Ausschreibungen für Biomasse dargestellt. Während die Ausschreibungsrunden für Wind und Solar in 2019 teilweise überzeichnet waren, wurde das Ausschreibungsvolumen bei Biomasse kaum ausgeschöpft. Der Grund hierfür liegt zum einen in der kurzfristigen Einführung von zwei Ausschreibungsrunden pro Jahr. Zum anderen ist die gesetzlich erforderliche Realisierungsfrist von zwei Jahren für bezuschlagte Neuanlagen nur schwer umsetzbar. Weitere

Gründe, bereits jetzt in das Ausschreibungsmodell zu wechseln, können die niedrigen Gebotshöchstwerte und die fehlende Motivation für die in den späteren 2000er-Jahren gebauten Anlagen sein.

Tab. 1: Ergebnisse der Ausschreibungen für Biomasseanlagen in 2017 bis 2019 (DBFZ auf der Basis der BNetzA 2019a)

Datum	Ausschreibungsvolumen MW _{el}	Anzahl der Zuschläge n	Zuschlagsmenge MW _{el}
01/09/2017	122,4	21 BGA + 1 Biomethan-BHKW	27,5
01/09/2018	225,8	79	76,5
01/04/2019	133,3	19	25,5

Der maximal zulässige Gebotshöchstwert für Bestandsanlagen wurde im April 2019 mit 16,56 ct/kWh ausgeschöpft, während sich der geringste Gebotswert auf 9,53 ct/kWh belief. Selbst mit gegebenenfalls weiteren Verbesserungen der Ausschreibungsmodalitäten inklusive der Festlegung der Ausschreibungsvolumina ab 2023 zur Erhöhung der Planungssicherheit für Bieter(gemeinschaften) wird es einige Jahre dauern, bis die bezuschlagten Biogasanlagen tatsächlich am Netz sind.

Im Zuge des Energiesammelgesetzes wurde der Flexibilitätsdeckel auf 1.000 MW abgesenkt sowie eine anschließende Übergangsfrist von 16 Monaten mit einer unbegrenzten Flexibilisierung des Bestandes während der Karenzzeit eingeführt. Die bisherige Dynamik bei der Anmeldung der Flexibilitätsprämie entspricht dem Verlauf des Vorjahres. Vor dem Hintergrund der in den letzten Jahren erfolgten Senkung der Gasspeicherkosten erscheint in der Praxis eine mindestens dreifache Überbauung bei 500 kW Bemessungsleistung kostenseitig besonders sinnvoll. Nach aktueller Hochrechnung wurde der Flexdeckel von 1.000 MW im Frühjahr 2019 erreicht. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Planung der tatsächlichen Projektumsetzung einer flexiblen Fahrweise bereits zum gegenwärtigen Zeitpunkt abgeschlossen ist und der Bestand somit im Wesentlichen bis Ende 2019 flexibilisiert wird – trotz der nicht gedeckelten Flexibilisierung während der Karenzzeit. Der bisherige Entwicklungsverlauf der Flexibilitätsprämie für Biogas- und Biomethan-BHKW ist in der nachfolgenden Abbildung 3 dargestellt. Zum Stand 09/2018 wurden anhand der Daten der Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber durch Auswertungen des DBFZ rund 2.678 Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von 1.715 MW_{el} zugeordnet, für die die Flexibilitätsprämie gewährt wurde. Darüber hinaus wurden ca. 155 Biomethan-BHKW mit einer Leistung von 161 MW_{el} flexibel betrieben. Insgesamt erhielten demnach mehr als 2.900 Biogas- und Biomethan-BHKW mit einer gesamten installierten Anlagenleistung von mehr als 2,02 GW_{el} die Flexibilitätsprämie (Denysenko et al. 2019).

Im Zusammenhang mit dem nach § 27 Absatz 5 EEG 2009 geregelten Formaldehydbonus hat das Energiesammelgesetz ebenfalls Klarheit geschaffen. So sollen die Anlagenbetreiber unabhängig vom Zeitpunkt der Genehmigungsbedürftigkeit unter den gleichen Voraussetzungen wie andere Bestandsanlagen den Formaldehydbonus bekommen können. Dementsprechend dürfen Netzbetreiber keine Rückzahlungsforderungen bezogen auf den Luftreinhaltebonus mehr an die Betreiber stellen.

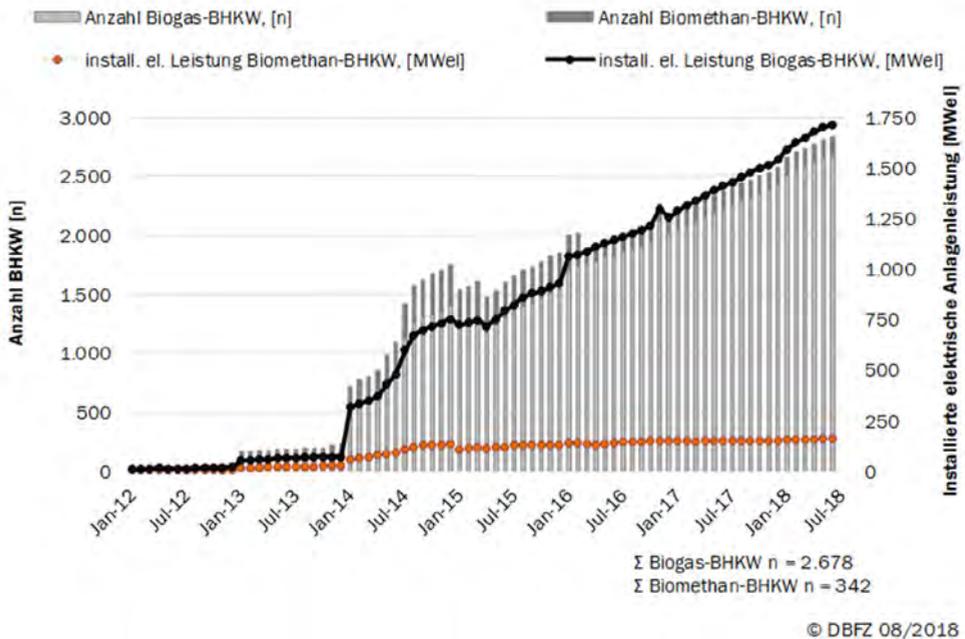


Abb. 3: Entwicklung der Flexibilitätsprämie für Biogas- und Biomethan-BHKW (Anlagenzahl und installierte elektrische Leistung) im Zeitraum 01/2012 bis 07/2018 (DBFZ auf der Basis der jährlichen Stromerzeugung nach BNetzA für 2012 bis 2016, monatlichen Berichten zur Direktvermarktung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien der Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2012 bis 2017 mit Stand 02/2018, sowie Daten des Anlagenregisters der BNetzA zum Stand 08/2018)

Ein großer Teil der vorhandenen Güllepotenziale ist nach wie vor ungenutzt, da die anfallenden Mengen zu gering sind, um unter den aktuellen Fördersystemen wirtschaftlich genutzt werden zu können (Scholwin et al. 2018). Die energetische Nutzung von Gülle und Festmist in Biogasanlagen ermöglicht gegenüber der durch die konventionelle Lagerung dieser Reststoffe entstehenden THG-Emissionen eine deutliche Minderung landwirtschaftlicher Emissionen, die zudem mit geringen THG-Minderungskosten für die Erzeugung von Strom und Wärme in dezentralen Nutzungen (KWK) verbunden sind und gleichzeitig zur regionalen Wertschöpfung im ländlichen Raum beiträgt.

Relevant für den Ausbau der Güllevergärung ist die gesetzliche Aufhebung der 75-kW-Grenze bei Güllekleinanlagen (Erhöhung auf 150 kW installierter elektrischer Leistung). Die Ausweitung der Leistungsgrenze geht jedoch mit einer Abstufung der Vergütung einher: So wird der Strom aus Güllekleinanlagen bis 75 kW Bemessungsleistung mit 23,14 ct/kWh vergütet, jede weitere Kilowattstunde darüber hinaus mit 13,32 ct/kWh. Die Ausweitung der Leistungsgrenze korrespondiert mit der vom Bundesministerium für Landwirtschaft und Ernährung angestrebten Erhöhung der Güllevergärung auf 70 % bis 2030 (im Vergleich zu den gegenwärtig 30 %). Wegweisend in diesem Zusammenhang erscheinen insbesondere folgende Punkte aus dem 10-Punkte-Plan des BMEL für das zu verabschiedende Klimaschutzgesetz. Eine Herausforderung stellen hierbei die erst in 2017 erfolgten Ausbringbeschränkungen für Wirtschaftsdünger, welche erneut auf Forderungen seitens der Europäischen Kommission verschärft werden sollen, und die daraus resultierenden notwendigen Lagerkapazitäten.

3 Perspektiven der Biogasentwicklung in Deutschland

In Hinblick darauf, dass bereits ab 2021 die ersten Biogasanlagen nach dem Ablauf der 20-jährigen EEG-Festvergütung vom Netz gehen, ergeben sich für die Biogasanlagenbetreiber neue Anforderungen und Herausforderungen. Bis jetzt konnte sich das Ausschreibungsmodell für Biomasse als eine tragende Option für einen weiteren Betrieb nicht etablieren. Hier ist allerdings festzustellen, dass die meisten Anlagen erst in den kommenden Jahren gezwungen sind, die Entscheidung bezüglich des Weiterbetriebes zu treffen.

Damit allerdings überhaupt der Bestand der Biogasanlagen weiterentwickelt werden kann – und hier geht es sicher nicht um Erhöhung der Bemessungsleistung, sondern um eine qualitative Weiterentwicklung des Bestandes – braucht es eine Richtung und entsprechende rechtliche Rahmenbedingungen.

Die aktuelle Debatte um die Bioenergie allgemein ist geprägt von schwer zu vereinbarenden Vorstellungen bei den beteiligten Entscheidungsträgern und Interessensgruppen, vielen Beteiligten bei der Entscheidungsfindung und nicht zuletzt von einem unterschiedlichen Verständnis zu den vorhandenen Potentialen und dem Umgang damit.

Im Folgenden sollen einige Punkte der aktuellen Diskussion adressiert werden.

Reststoffnutzung

Es besteht ein einheitlicher Konsens darüber, dass in Zukunft der Fokus auf der vorrangigen Nutzung von Reststoffen zur Bereitstellung von Energie liegen sollte. Im Gegensatz dazu wird die Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen kontrovers diskutiert.

Für den Biogassektor hat sich gezeigt, dass nennenswerte Potenziale zur Ausweitung der Nutzung im Reststoffsektor in der Gülle- oder Strohnutzung liegen. Die Nutzung von Reststoffen hat hinsichtlich der Flächenkonkurrenz und der Treibhausgasemissionen gegenüber nachwachsenden Rohstoffen Vorteile, hinsichtlich der Ökonomie ist die Nutzung von Reststoffen nicht immer vorteilhaft.

Das aktuelle EEG hat als wesentliches Kriterium die Bereitstellungskosten und ist damit nicht geeignet, eine Lenkung in Richtung Reststoffnutzung bzw. damit verbundene THG-Einsparung zu bewirken. Mit der Umsetzung der RED 2 in nationales Recht kommen hier in Zukunft neue Vorgaben für die Biogasanlagen, hier ist aber noch nicht abzusehen, wie sich das auf den Sektor auswirken wird.

Insbesondere die vom BMEL, aber auch vom Bauernverband und Fachverband Biogas befürwortete Ausweitung der Gülle- oder Strohnutzung erfordert deutliche Veränderungen im Förderregime. Zum einen muss durch sinnvolle Anschlusskonzepte sichergestellt werden, dass die aktuell genutzten Mengen an Gülle nicht mit Schließung der Anlagen beim Auslaufen der EEG-Vergütung aus der Nutzung gehen (Tab. 3). Zum anderen muss für einen Ausbau der Nutzung eine Analyse der verfügbaren Mengen und Standorte sowie eine Strategie zur Erschließung der Mengen entwickelt werden. Die aktuelle Beschränkung der Förderung auf eine 75-kW-Anlagenklasse allein reicht nicht aus, der Bandbreite der Standorte mit Gülleanfall gerecht zu werden.

Tab. 3: Einsatz von Gülle zur Biogasproduktion auf der Basis der DBFZ-Biogasbetreiberbefragungen 2011 bis 2017 (Bezugsjahre 2010 bis 2016) und der für Biogas zugordneten Stromproduktion auf der Basis der BNetzA-Daten (Scholwin et al. 2019)

Gülleinsatz und Stromerzeugung	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Substratinput Gülle in Mio. t FM/a	31,1	36,1	47,3	50,8	49,8	50,5	53,3
Prozentanteil massebezogen Gülle am Gesamtinput	45,4	43,0	43,1	43,9	42,6	41,4	40,9
Prozentanteil energiebezogen Gülle am Gesamtinput	13,4	12,6	13,7	13,0	13,3	12,4	13,4
Stromproduktion Biogas (BNetzA) TWh _{el} /a	15,5	19,0	24,7	26,2	27,4	28,8	29,6

Folgende Schritte werden hinsichtlich einer Weiterentwicklung der Gülle- oder Strohnutzung vorgeschlagen:

Neudefinition der Gülle(klein)anlagen und deren Vergütungsstruktur

Der Ausschreibungsdeckel im EEG sollte in Bezug auf Zuschlagserteilung für Anlagen mit hohem Gülleanteil aufgelöst werden bzw. sollten Anlagen mit hohen Gülleanteilen bei der Zuschlagserteilung bevorzugt werden. Eine Kostendegression in dieser Anlagenklasse im EEG ist absehbar nicht durch Effizienzsteigerungen zu realisieren. Um die Nut-

zung der Gülle nicht langfristig auf Standorte mit größer werdenden Güllemengen zu beschränken, sollte die Degression für güllebasierte Anlagen mit mindestens 80 % Gülle ausgesetzt werden (Scholwin et al. 2019).

Generell ist festzustellen, dass Biogasanlagen produktionsseitig stark steigenden spezifischen Kosten unterliegen, je kleiner sie werden. Dieser betriebswirtschaftlichen Gesetzmäßigkeit muss in der Vergütungsstruktur Rechnung getragen werden, wenn die für eine steigende Güllenutzung notwendigen zusätzlichen Güllemengen in Nutzung gebracht werden sollen. Dieser Sachverhalt liegt vor allem in der Struktur der Veredelungswirtschaft in Deutschland begründet, da hier nach wie vor viele landwirtschaftliche Betriebe mit sehr kleinen Bestandsgrößen arbeiten.

In einigen Regionen hat die Biogaserzeugung und die bereits vorhandene Konzentration der Tierbestände zu einer Verschärfung des Flächendruckes hinsichtlich der Gärrest- und Gülleausbringung bzw. des Maisanbaus geführt. In diesen Regionen kann eine konsequente Umstellung auf güllebasierte Anlagenkonzepte zu einer Entschärfung der Situation führen.

Eine Erhaltung der Güllenutzung im Bestand sowie die weitere Potenzialerschließung könnte beispielsweise durch eine Umstellung der aktuell vorhandenen Anlagenkonzepte auf eine Vergärung von mindestens 80 % Gülle und weiteren 20 % aus ökologisch unbedenklichen Substraten (wie landwirtschaftliche Reststoffe) angereizt werden.

Durch die verstärkte Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe werden Agrobiodiversität und Bodenschutz erhöht, während Unkrautdruck, Infektionsketten und darüber hinaus N_2O -Emissionen minimiert werden. Dies ist besonders relevant vor dem Hintergrund gesellschaftlicher Diskussion von biogasbasierten Ökosystemdienstleistungen. Gleichzeitig soll ein weiterer Ausbau von Anbaubiomasse in den Regionen mit Nährstoffüberschüssen vermieden werden, indem für die Regionen Kriterien festgelegt werden, wo jeglicher zusätzlicher Einsatz von NawaRo (für die verbleibenden 20 %) unterbunden wird, wenn in der Region ein Grenzwert hinsichtlich der Flächenbelastung überschritten wird (z.B. Viehdichten $> 1,5$ Großvieheinheiten je ha).

Eine Öffnung der Leistungsgrenze bei güllebasierten Anlagen nach oben bis 500 kW Bemessungsleistung sowie der oben beschriebene Verzicht auf jährliche Degression der Vergütungssätze würde weitere Anreize zur Güllenutzung setzen sowie die Möglichkeit bieten, den Bestand auf Basis von Anlagen mit mindestens 80 % Gülleinsatz zu sichern, eine Umrüstung von Anlagen in dieses Betriebsmodell anreizen und damit weitere Potenziale zu erschließen (Scholwin et al. 2019).

Im Zusammenhang mit betrieblichen Anforderungen für Güllemonovergärung sind die notwendigen Verweilzeiten durch weitere Untersuchungen abzusichern und sollten anschließend in das gültige Recht überführt werden. Dieser Faktor ist unter anderem für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen relevant. Bei der Güllemonovergärung sollten Min-

destverweilzeiten im Fermenter nachgewiesen werden, im Falle von Co-Vergärungsanlagen sind nach VDI 3475 neu zu bauende Gärrestlager am Standort der Biogasanlage gasdicht abzudecken.

Biomethan

Biomethan ist ein sehr flexibel einsetzbarer Energieträger und Rohstoff für die chemische Industrie, es kann problemlos in der bestehenden Erdgasinfrastruktur mit all den resultierenden Vorteilen eingesetzt werden. Das macht Biomethan zu einem zukunftsfähigen Produkt. Trotz der intensiven Debatte um den Einsatz erneuerbarer Gase in zukünftigen Energiesystemen ist eine Weiterentwicklung des Biomethansektors in Deutschland aktuell nicht absehbar.

Die Neuregelungen innerhalb der 38. BImSchV wirken sich sogar restriktiv auf den Einsatz von Biomethan als Kraftstoff anstelle fossiler Energieträger aus. Demnach kann die Biokraftstoffquote auch mit emissionsarmen fossilen Energieträgern wie CNG/LNG sowie LPG erfolgen. Dadurch hat sich der ökonomische Vorteil für den Einsatz von Biomethan gegenüber fossilem Erdgas verringert, weshalb Anpassungen erforderlich sind, um Anreize für die stärkere Nutzung von Biomethan als Kraftstoff zu setzen und den Einsatz von Biomethan gegenüber fossilen Energieträgern vorteilhafter zu gestalten (Daniel-Gromke et al. 2019).

Harmonisierung rechtlicher und technischer Rahmenbedingungen

Die notwendige Harmonisierung rechtlicher Rahmenbedingungen beginnt mit grundlegenden Fragen wie der Festlegung der Ausschreibungsvolumina ab 2023 im EEG zur Erhöhung der Planungssicherheit für Bieter(gemeinschaften). Die Ableitung eines „nachhaltigen Faktors“, der bei Planungen berücksichtigt werden könnte, wäre als Steuerungselement bei Gebotsverfahren für Bestandsanlagen denkbar (z.B. Anforderungsmerkmal für Präqualifikation der Ausschreibungsverfahren) (Daniel-Gromke et al. 2019). Neben dem angesprochenen Reststoffeinsatz trägt auch eine hohe Wärmenutzung, die fossile Energieträger substituiert, zu einer Reduktion von Treibhausgasemissionen bei.

Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass Nachhaltigkeitsanforderungen – wie oben beschrieben – zu erhöhten Kosten führen können. Entsprechend sollte für eine Zielerreichung auch über die Art und Höhe der Vergütung im Rahmen des EEG (oder zusätzlicher Förderinstrumente) nachgedacht werden.

Gegenwärtig erhält rund 1/3 des Biogasanlagenbestandes eine Flexibilitätsprämie. Vor dem Hintergrund der eingeführten Deckelung der Flexibilitätsprämie kann davon ausgegangen werden, dass trotz der gewährten Karenzzeit für die Dauer von 16 Monaten nach Erreichen der Grenze von 1.000 MW die meisten bereits begonnenen Projekte bis Ende 2019 fertiggestellt werden und danach keine weiteren Investitionen in die Flexibili-

sierung des verbleibenden 2/3 des Anlagenbestandes getätigt werden. Eine weitere Flexibilisierung des Bestandes findet dann nur im Rahmen des Überganges von Bestandsanlagen in das neue EEG statt. Hierbei ist auch zu hinterfragen, inwieweit die Ausschreibung von installierter Leistung im Rahmen des EEG zielführend ist. Die reale Arbeit kann je nach angebotener Überbauung sehr unterschiedlich sein.

Für die Umsetzung von weiterführenden technischen Regelungen für den Betrieb, die die Anlagensicherheit, den Grundwasserschutz, die Luftreinhaltung usw. betreffen, ist ein abgestimmtes Vorgehen zu empfehlen, damit sich die Regelungen für den Sektor nicht inhaltlich überschneiden bzw. gegenseitig ausschließen.

Kostensenkungspotenziale/Einführung neuer Steuerungsinstrumente

Eine weitere Möglichkeit, den Bestandsbiogasanlagen eine Perspektive hinsichtlich der Finanzierungsmöglichkeiten zu geben, besteht in der Heranziehung neuer Vergütungsquellen – über die EEG-Umlage hinaus. Gegenwärtig beträgt die Höhe der EEG-Umlage 6,405 ct/kWh und ist somit im Vergleich zum Vorjahr 2018 um 5,7 % gesunken. Mittelfristig soll die EEG-Umlage stabil bleiben bzw. ab Mitte 2020 weiterhin sinken. Nichtsdestotrotz wäre auch eine schnellere Reduktion der EEG-Umlage und somit auch der gesellschaftlichen Kosten möglich, falls neue Fördermechanismen eingeführt werden könnten, wie etwa THG-Quote oder THG-abhängige Vergütung für Strom und Wärme aus EE. Neben einer prinzipiellen Detailprüfung zur Umsetzbarkeit und den erforderlichen Regelungen sowie der gesetzlichen Verankerung stellt sich in diesem Zusammenhang eine Reihe weiterer Fragen. Diese betreffen prinzipielle Umsetzbarkeit und mögliche Präferenzen von THG-Quoten gegenüber einer THG-abhängigen Vergütung, die Wirksamkeit von CO₂-Zertifikaten im landwirtschaftlichen Sektor, die Gesteungskosten von Strom und Wärme aus Biogas gegenüber Strom aus Wind und PV sowie die generelle Konkurrenzfähigkeit von Biogas ohne weitere spezifische Maßnahmen (Scholwin et al. 2019).

4 Zusammenfassung

Eine der zentralen Herausforderung für einen Weiterbetrieb von Bestandsanlagen nach dem Ende der EEG-Vergütungszeit bleibt nach wie vor die Entwicklung wirtschaftlich tragfähiger Optionen. Bisherige Erkenntnisse zeigen, dass der KWK-Pfad weiterhin die Nutzungsoption mit der höchsten THG-Einsparung darstellt. Aufgrund der neuen Anforderungen und Transformationsprozesse im Energiesystem ist dabei die Flexibilisierung von Biogasanlagen von besonderer Bedeutung, um Nutzungsgrad und Versorgungssicherheit zu optimieren. Da das aktuelle EEG im Moment die einzige verfügbare För-

derstruktur darstellt, wird dieser Pfad mit hoher Wahrscheinlichkeit auch weiterhin den Sektor dominieren.

Die Zielsetzungen zum Klimaschutz erfordern zudem vor allem bei der Verwertung von Gülle schnelles Handeln, um zum einen zu verhindern, dass in Nutzung befindliche Güllmengen aus der Nutzung gehen, und zum anderen die angestrebte Erhöhung der Nutzungsmengen auch wirklich zu realisieren. Dabei können sowohl für den Energiesektor als auch für den landwirtschaftlichen Sektor signifikante THG-Einsparungen erzielt werden. Die Erschließung relevanter ungenutzter Potenziale für die Substitution des Mais bei Gülle und Stroh erfordern eine Anpassung der Rahmenbedingungen zu deren Nutzung. Die Nutzung von Reststoffen kann die THG-Minderung durch Biogasnutzung dabei weiter anheben.

Im Kraftstoffbereich ist der Anteil fossiler Treibstoffe und die damit verbundenen Emissionen unverändert hoch. Hier kann Biomethan – durch vergleichsweise hohe THG-Einsparungen im Vergleich zu fossilen und alternativen Kraftstoffen – ebenfalls sinnvoll eingesetzt werden. Der Flexibilität von Biomethan hinsichtlich Ort, Zeit und Art der Verwertung des Gases stehen zusätzliche Kosten für Aufbereitung und Einspeisung sowie Restriktionen in Bezug auf die Standortauswahl beim Anlagenbau gegenüber. Vor dem Hintergrund der Schnittstellenfunktion von Biomethan mit der Entwicklung von anderen erneuerbaren Gasen wie z.B. Power-to-Gas sollte eine mögliche Umrüstung von Vor-Ort-Verstromung auf Biogasaufbereitungsanlagen weiterhin verfolgt werden.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass in Bezug auf die systemdienliche Nutzung und die nachhaltige Bereitstellung von Biogas realistische Optionen für eine zukunftsfähige Entwicklung bestehen, die sich allerdings nicht mit dem Instrument Vergütungsreduktion realisieren lassen. Eine Lenkung der Entwicklung in strategisch gewünschte Richtung erfordert eine entsprechende Anpassung der wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen.

Literatur

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat)
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2019a): Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen 2017/2018/2019. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html, Zugriff am 24.04.2019

- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2019b): Anlagenregister. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html, Zugriff am 11.03.2019
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2018): Monitoringbericht 2017: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2017): Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber 2007–2016
- Daniel-Gromke et al. (2019): Verbundvorhaben „Biogas2030“ – Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht (FKZ 37EV 16 111 0), im Druck
- DBFZ-Biogasanlagendatenbank zum Stand 01/2019
- Denysenko, V.; Rensberg, N.; Liebetrau, J.; Nelles, M.; Daniel-Gromke, J. (2019): Aktuelle Entwicklungen bei der Erzeugung und Nutzung von Biogas. In: 12. Biogas-Innovationskongress, 21.–22.05.2019, Osnabrück, ProFair Consult+Project GmbH, S. 13–32
- Deutscher Bundestag: Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften. Vom 17. Dezember 2018. 2549 Bundesgesetzblatt Jahrgang 2018 Teil I Nr. 47, ausgegeben zu Bonn am 20. Dezember 2018
- Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017). Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S.1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S.2532) geändert worden ist
- Lenz, V.; Naumann, K.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; et al. (2019): Erneuerbare Energien. In: BWK: Das Energie-Fachmagazin 05 Bd. 71 Nr. 6
- Netztransparenz (2018a): ÜNB-Bewegungsdaten 2017. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>, Zugriff am 01.10.2018
- Netztransparenz (2018b): EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2017. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>, Zugriff am 18.09.2018
- Reinholz, T.; Völler, K. (2018): Kurzstudie – Daten für den Biomethanmarkt – Zusammenstellung und Analyse verfügbarer aktueller Daten sowie rückwirkender Zeitreihen, Berlin, dena
- Scholwin, F.; Grope, J.; Clinkscales, A.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Stinner, W.; Richter, F.; Raussen, T.; Kern, M.; Turk, T.; Reinhold, G. (2019): Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle. Endbericht, FKZ 37EV 17 104 0

Rahmenbedingungen für eine zukunftsfähige Biogasproduktion

STEFAN RAUH

1 Ausgangssituation – Status quo

Mit Beginn des Jahres 2020 endet für einige Biogasanlagen die erste zwanzigjährige Periode mit EEG-Einspeisevergütung. Daher stellt sich für immer mehr Anlagenbetreiber die Frage, wie sie ihre Biogasanlage weiterhin rentabel betreiben können. Entgegen der Hoffnung und Erwartung vieler, sind die Marktpreise nicht so stark angestiegen, dass Biogasstrom mittelfristig tatsächlich ohne Förderung wirtschaftlich zu erzeugen wäre. Dies liegt unter anderem daran, dass

- bislang nicht alle negativen Effekte der fossilen Energieträger und der Kernenergie in die Kostenrechnung einfließen,
- die Strombereitstellungskosten aus Photovoltaik und insbesondere Windenergie enorm gesunken sind und
- in den immer noch „fossilen“ Marktstrukturen im Stromsektor die Flexibilität und gesicherte Verfügbarkeit der Biogasstromspeisung nur rudimentär vergütet wird.

Seit Inkrafttreten des EEG 2017 existiert zwar die Möglichkeit einer 10-jährigen Weiterförderung, dies allerdings bei reduzierten Vergütungssätzen. Nicht zuletzt deshalb steigt das Interesse an einer zusätzlichen oder insgesamt alternativen Vermarktung von Biogas und dessen Produkten außerhalb des EEG.

Die Biogasbranche hat sich durch die günstigen Rahmenbedingungen im EEG 2004, EEG 2009 und EEG 2012 sehr dynamisch entwickelt (Abb. 1). Ende 2018 lag die Brutto-Stromerzeugung bei rund 33 TWh (FvB 2019) und liegt damit an dritter Stelle hinter Windenergie und Photovoltaik. Dies zeigt, dass die Biogasproduktion einen wesentlichen Beitrag zur erneuerbaren Stromversorgung leistet. Dabei hat Biogas als speicherfähiges Energieprodukt eine Sonderrolle im zukünftigen Energiesystem Deutschlands.

Der ehemals dynamische Zubau wurde mit dem EEG 2014 und dem EEG 2017 aufgrund verringerter Förderhöhe stark verringert. Einzig Güllekleinanlagen werden aktuell noch zugebaut. Die Folgen des verringerten Zubaus sowie das Ende der 20-jährigen EEG-Förderung zeigt anschaulich Abbildung 1. Dabei ist die Nutzung der 10-jährigen Anschlussförderung, die das EEG 2017 grundsätzlich ermöglicht, noch nicht berücksichtigt. Dennoch wird deutlich, dass ohne entsprechende wirtschaftliche Anreize ein Rückbau die Folge wäre.

Um dies zu verhindern, müssen – wie eingangs bereits erwähnt – Rahmenbedingungen geschaffen werden, die einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen.

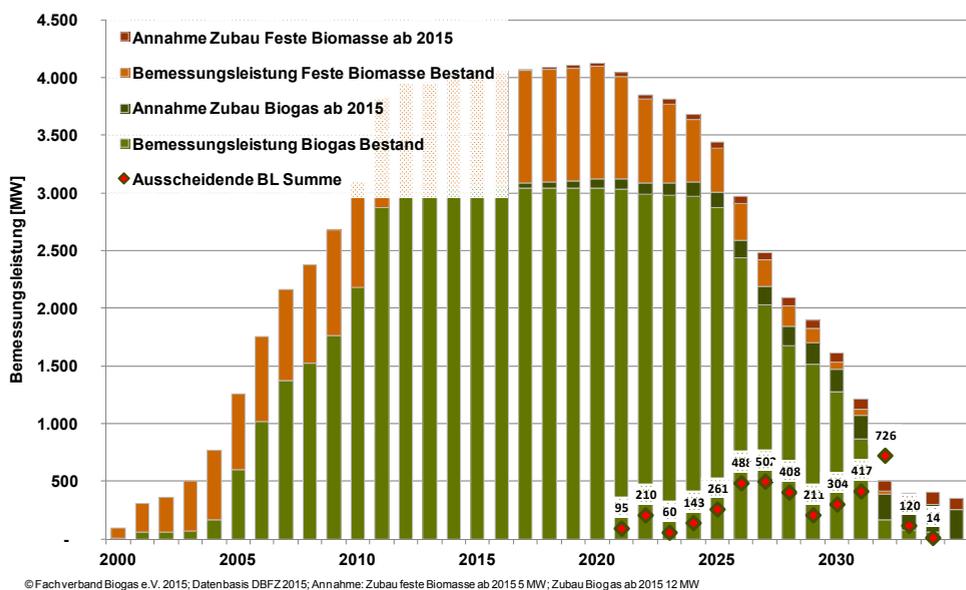


Abb. 1: Entwicklung der Bemessungsleistung aus Biomasse ohne Berücksichtigung einer Anschlussvergütung des EEG 2017 (© Fachverband Biogas e.V.)

2 Stromvermarktung / EEG

Das EEG war die Grundlage der Entwicklung der Biogasbranche und wird es voraussichtlich auch kurz- bis mittelfristig bleiben. Dabei heißt Förderung auf Basis des EEG nicht mehr automatisch die Auszahlung einer Festvergütung, was mittlerweile eher die Ausnahme darstellt. Mit den letzten Novellen wurden Leitplanken gesetzt, die mehr Wettbewerb und Marktanreize schaffen sollen.

2.1 Wesentliche Inhalte des EEG 2017

Mit dem EEG 2017 wurde die Förderung im Wesentlichen auf ein Ausschreibungsmodell umgestellt. Die Ausnahme bilden Anlagen mit weniger als 150 kW installierter Leistung, die weiterhin eine Festvergütung beanspruchen können. Die dabei festgelegten Vergütungssätze sind dabei sehr niedrig angesetzt, sodass einzig Güllekleinanlagen bis 75 kW Bemessungsleistung, die eine Sondervergütung erhalten, in nennenswertem Umfang (100–150 Anlagen pro Jahr) zugebaut werden.

Die restlichen Projekte müssen den Weg über ein Ausschreibungsverfahren gehen. Dabei wird ein festgelegtes Volumen an installierter Leistung in zwei Ausschreibungen pro Jahr ausgeschrieben. Die eingegangenen Gebote werden dann anhand der Gebotshöhe für die gewünschte Vergütung gereiht. Die günstigsten Gebote innerhalb des Ausschreibungsvolumens bekommen einen Zuschlag in Höhe ihres Gebots, der für Neuanlagen dann 20 Jahre gilt. An diesen Ausschreibungen dürfen sich auch Bestandsanlagen beteiligen und sich auf diesem Weg eine Anschlussförderung von 10 Jahren ersteigern. Ausgeschrieben werden dabei jährlich zwischen 150 und 200 MW, wobei das nicht bezuschlagte Volumen auf die Folgeausschreibung übertragen wird.

Entscheidend für den Erfolg des Ausschreibungsmodells und die wirtschaftliche Attraktivität sind die im EEG 2017 festgelegten Höchstwerte für die Gebote. Gibt ein Betreiber ein Gebot oberhalb dieses Wertes ab, kann er keinen Zuschlag bekommen. Die Gebotshöchstwerte unterscheiden sich zwischen Neu- und Bestandsanlagen und unterliegen einer Degression (Tab. 1).

Tab. 1: Gebotshöchstwert im Ausschreibungsmodell des EEG 2017 in ct/kWh

	Neuanlagen	Bestandsanlagen
Ab 01.01.2017	14,88	16,90
Ab 01.01.2018	14,73	16,73
Ab 01.01.2019	14,58	16,56
Ab 01.01.2020	14,44	16,40
Ab 01.01.2021	14,29	16,23
Ab 01.01.2021	14,15	16,07

Diese Höchstwerte liegen deutlich unter den Vergütungen vieler Bestandsanlagen. Gerade im Bereich Neuanlagen sind damit fast ausschließlich Projekte auf Basis von Abfällen und Nebenprodukten realisierbar. Die in Deutschland lange Zeit typischen NawaRo-Anlagen auf der Basis von Energiepflanzen sind dagegen nicht wirtschaftlich.

Aber auch für Bestandsanlagen mit einem höheren Gebotshöchstwert als der von Neuanlagen bedeutet der Gebotshöchstwert einen massiven Einschnitt. Die Betreiber müssen nun kalkulieren, ob mit der bestehenden Anlage solch niedrige Stromgestehungskosten erreichbar sind. Im Gegensatz zu früher sind keine weiteren Boni, mit Ausnahme des Flexibilitätzuschlags in Höhe von 40 €/kW installierter Leistung, vorgesehen.

Neben dem Höchstwert gibt es weitere Voraussetzungen, die ein Projekt erfüllen muss. Ab 100 kW ist dabei die Direktvermarktung im Marktprämienmodell vorgeschrieben. Gleichzeitig ist die Bemessungsleistung auf die Hälfte der installierten Gebotsleistung festgelegt, was einer verpflichtenden Doppelüberbauung entspricht. Weiterhin gibt es technische Vorgaben sowie eine Obergrenze für Substrate wie Mais und Getreidekorn.

2.2 Bisherige Ausschreibungsergebnisse

Die bisherigen Ausschreibungen, die durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) durchgeführt wurden, waren nur bedingt erfolgreich. Bei keiner wurde das ausgeschriebene Volumen nur ansatzweise ausgeschöpft (Tab. 2). Das liegt daran, dass der niedrige Höchstwert für Neuanlagen nur Anlagenkonzepte im Abfallbereich zulässt und dort nur ein begrenzter Zubau pro Jahr möglich ist.

Überwiegend beteiligt haben sich Bestandsanlagen sowohl aus dem Bereich fester Biomasse als auch aus dem Biogasbereich. Im Biogasbereich sind wiederum verschiedene Anlagenkonzepte vertreten, angefangen von der kleinen Gülle- bis hin zur großen Abfall- bzw. NawaRo-Anlage. Eine interne Analyse des Fachverband Biogas e.V. zeigt, dass nahezu alle Bestandsanlagen den Höchstwert oder knapp darunter geboten haben. Eine Ausnahme bilden bestehende Heizkraftwerke und Abfallanlagen, deren Zuschlagswert auf die historische Vergütung reduziert wird. Somit sind die niedrigen Zuschlagswerte aus Tabelle 2 zu erklären.

Tab. 2: Ergebnisse der beendeten Ausschreibungen nach BNetzA 2019

	Einheit	September 2017	September 2018	September 2019
Ausgeschriebene Menge	MW	122	226	133
Zuschläge		24	79	19
Zuschlagsmenge	MW	28	77	26
Durchschnittlicher mengen- gewichteter Zuschlagswert	ct/kWh	14,30	14,73	12,34
Höchster Zuschlagswert	ct/kWh	16,90	16,73	16,56
Niedrigster Zuschlagswert	ct/kWh	9,86	10,00	9,53

Die insgesamt mangelnde Beteiligung von Bestandsanlagen ist hauptsächlich mit der begrenzten Wirtschaftlichkeit begründet und weniger mit dem Verfahren an sich. Nur im Ausnahmefall und unter Ausschöpfung weiterer Einkommensbausteine (Wärme- bzw. Stromvermarktung) stellt der Höchstwert eine ausreichend hohe Vergütung dar.

2.3 Erforderliche Anpassungen im EEG

Angesichts der Tatsache, dass es bereits im Jahr 2000 etwa 1.000 Biogasanlagen gab (FvB 2019) und diese spätestens im Herbst 2019 an einer Ausschreibung teilnehmen müssen, um eine lückenlose Vergütung zu erhalten, hat bei 131 Zuschlägen bislang nur ein Bruchteil der Anlagen eine Fortführungsperspektive. Genau aus diesem Grund fordern die Bioenergieverbände eine dringende Überarbeitung des Ausschreibungsdesigns (BBE et al. 2019).

Demnach hat eine Erhöhung der Gebotshöchstwerte sowohl für Neuanlagen als auch Bestandsanlagen höchste Priorität. Neben der Erhöhung der Gebotshöchstwerte sind auch einige rein administrative Änderungen von großer Bedeutung. Für Bestandsanlagen, die sich – wie gerade beschrieben – unter Zeitdruck befinden, ergibt die im EEG 2017 festgeschriebene Wartefrist von zwölf Monaten nach erfolgreicher Ausschreibungsteilnahme keinen Sinn. Diese Wartefrist sollte daher – wie bei Neuanlagen – gestrichen werden. Damit könnten Pioniere der Stromerzeugung aus Biomasse noch 2020 an Ausschreibungen teilnehmen und sich eine Anschlussvergütung ersteigern.

Weitere Anpassungen im EEG, die Biogasanlagen eine Perspektive eröffnen würden:

- Stabilisierungspfad Biomasse einführen (Ausschreibungsvolumina nach 2022 festlegen)
- Sondervergütungsklasse für Güllevergärung weiterentwickeln (Erhöhung auf 150 kW Bemessungsleistung)
- Öffnung dieser Sonderklasse für Bestandsanlagen
- Pflicht zur Abdeckung von Gärproduktlagern weiterentwickeln (Verweis auf TA Luft: 1 % Restgaspotenzial)
- Flexdeckel streichen oder stark erhöhen
- Flexprämie um ein „Modul Optiflex“ ergänzen: Zahlungen auf wenige Jahre konzentrieren

Gerade die beiden letzten Aspekte sind wichtig, wenn bedacht wird, welche Rolle Biogasanlagen im zukünftigen Energiesystem spielen sollen. In vielen Szenarien der Bundesregierung ist eine flexibel bereitstellbare Biogasleistung von mehreren Tausend Megawatt eingeplant. In diesem Kontext erscheint die Begrenzung der Flexprämie auf lediglich 1.000 MW widersprüchlich.

Eine Förderung von Investitionen in Flexibilität ist schon deshalb angezeigt, da der aktuelle Marktrahmen für Strom nach wie vor nicht an die Ansprüche der Energiewende angepasst ist. Weiter dominieren fossile Überkapazitäten die Märkte, die damit finanzielle Marktsignale für die flexiblen Biogasanlagen unterbinden. Ein zeitnaher Abbau der Kohlestromerzeugung in Verbindung mit dem Ausstieg aus der Atomenergie würde entsprechend Bewegung in die Märkte bringen und die Vorteile des speicherbaren Biogases zur Geltung bringen. Gesteigerte Erlöse an den Strommärkten würden entsprechend den Förderbedarf senken.

3 Monetarisierung des Klimaschutzes / CO₂-Bepreisung

Spätestens seit den Protesten der Schüler in der Aktion „Fridays for Future“ für eine engagiertere Klimaschutzpolitik und der Veröffentlichung des Klimaschutzgesetzes durch die Bundesumweltministerin im Februar 2019 haben die Diskussionen um eine Einführung eines CO₂-Preises an Intensität gewonnen.

Für eine zukunftsfähige Biogaserzeugung hat die Monetarisierung des erbrachten Klimaschutzes eine wichtige Bedeutung als Einkommensbaustein oder zur Relativierung der im Vergleich zu den höheren Stromgestehungskosten aus fossilen Rohstoffen. Bei einer CO₂-Bepreisung im Stromsektor würden fossile Energieträger und Biogas in der Merit-Order näher zusammenrücken. Eine CO₂-Bepreisung im Stromsektor wird aber wohl leider nicht zeitnah umgesetzt werden. Staatssekretär Feicht aus dem Wirtschaftsministerium (BMWi) erteilte diesem Ansatz für diese Legislaturperiode eine Absage (BEE 2019).

In einem anderen Sektor – nämlich dem Verkehrssektor – ist eine Bewertung der Treibhausgas(THG)-Einsparung bereits umgesetzt und sorgt beispielsweise dafür, dass Biomethan aus Abfallbiogasanlagen wettbewerbsfähig ist. Die Neugestaltung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II 2018) im letzten Jahr könnte – in Abhängigkeit von der nationalen Umsetzung – dafür sorgen, dass zukünftig die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan für den Verkehrssektor eine größere Bedeutung erhält.

3.1 Vermarktung von Kraftstoffquote im aktuellen Rechtsrahmen

Mit der Verabschiedung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive – kurz RED) im Jahr 2009 wurde der Rechtsrahmen für die Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in der EU gelegt. Unter anderem wurden darin erstmals Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe verbindlich definiert. Neben der nachhaltigen Bewirtschaftung land- und forstwirtschaftlicher Flächen und dem Schutz natürlicher Lebensräume wurde der Nachweis einer bestimmten Treibhausgasminderung gefordert.

Damit der Einsatz von Biokraftstoffen, und dazu zählt Biomethan, in den Mitgliedsstaaten gefördert werden darf, muss die Treibhausgasminderung, die mit der Verwendung von Biokraftstoffen im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen erzielt wird, seit 2018 mindestens 60 % betragen. Für die Berechnung der Minderung werden methodische Grundlagen festgelegt und zudem Standardwerte geliefert, die die Berechnung erleichtern.

Die Vorgaben der geltenden RED wurden in Deutschland für den Kraftstoffbereich durch die Biokraft-NachV umgesetzt. Daneben gibt es weitere Gesetze und Rechtsverordnungen, in denen Details zur Förderung von Biokraftstoffen geregelt werden. Von großer Bedeutung für die Förderung der Treibhausgasminderung sind die §§ 37a–g BImSchG. Die darin festgelegten Regelungen zur THG-Quote gelten seit 2015 und lösen das Biokraftstoffquotengesetz ab. Bis dahin gab es in Deutschland eine energetische Quote, d. h.

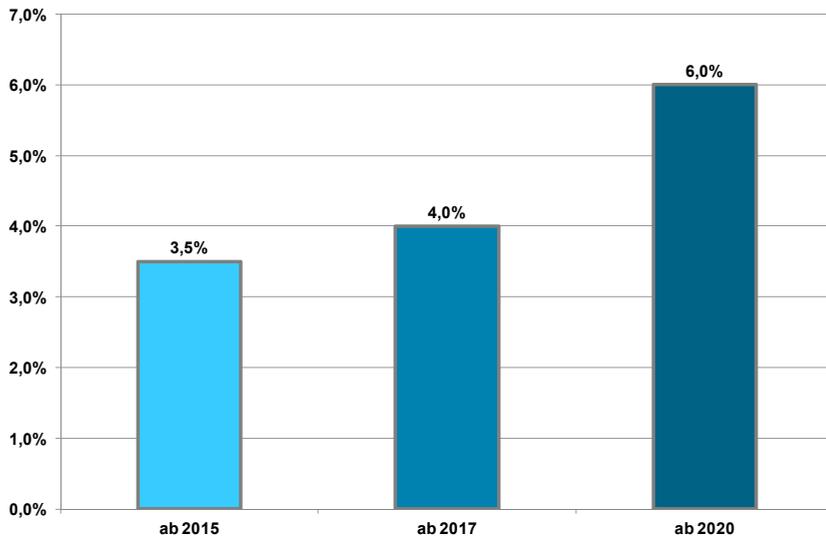


Abb. 2: Vorgeschriebene THG-Minderung nach BImSchG (© Rauh)

es musste eine Mindestmenge an Biokraftstoffen in Abhängigkeit vom Energiegehalt in Deutschland vertankt werden. Seit 2015 ist hingegen eine Mindest-THG-Einsparung erforderlich (Abb. 2).

Zur Einhaltung der Quote sind alle Marktakteure verpflichtet, die gewerbsmäßig oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen zu versteuernde Otto- oder Dieselmotorenstoffe in Verkehr bringen. Die Treibhausgasreduzierung kann durch den Einsatz von Biokraftstoffen erreicht werden.

Falls die Quote nicht erfüllt wird, hat die Bundesregierung eine Pönale (Strafzahlung) festgelegt. Die Pönale beträgt 470 €/t CO₂-Äq und ist damit um das 200-Fache höher als der bekannte Börsenpreis für CO₂-Zertifikate die von der Deutschen Emissionshandelsstelle ausgegeben und zum Beispiel an der Börse (EEX) gehandelt werden. Wegen dieser hohen Pönale ergibt sich ein wirtschaftlicher Anreiz für den Einsatz von Biokraftstoffen und damit von Biomethan.

Quotenverpflichtete Mineralölunternehmen haben mehrere Möglichkeiten ihre THG-Minderungsquote zu erfüllen (z.B. Beimischung oder Direktverbrauch von Biokraftstoffen). Das einzelne Mineralölunternehmen wird die jeweils preisgünstigste Variante wählen. Grundsätzlich ist die Verwendung von Biokraftstoffen wirtschaftlicher als die Zahlung einer Pönale in Höhe von 470 €/t CO₂-Äq bei Nicht-Erreichung der THG-Minderungsquote. Die Pönale ist damit aber auch der höchste (Markt-)Wert, den die THG-Quote des Biokraftstoffs kosten kann.

In der Realität werden die THG-Quoten nicht zum Wert der Pönale verkauft. Hier entscheidet schlussendlich die Wettbewerbsfähigkeit zwischen den einzelnen Biokraftstoffen. Je geringer die CO₂-Minderungskosten des Biokraftstoffs, desto günstiger kann der Biokraftstoffhersteller die Quote dem Mineralölunternehmen anbieten. Verkauft ein Biomethanhersteller eine THG-Minderungsquote, steht er in Konkurrenz zu seinen Mitbewerbern, die Biodiesel oder Bioethanol anbieten. Deren Quotenpreis wiederum hängt vom Preisunterschied zu fossilem Diesel bzw. Benzin ab.

In den letzten Jahren hat sich der Preis für die THG-Quote im Bereich von 150–200 €/t CO₂Äq bewegt. Bei diesem Preis konnten Produzenten von Biomethan auf Basis von Bioabfällen umgerechnet rund 4 ct/kWh Biomethan durch den Verkauf der Quote realisieren. Der Erlös hängt natürlich von den berechneten Emissionen des Biomethans ab. Schlussendlich ist der Verkauf dieses Biomethans nur dank dieser Erlöse wirtschaftlich, da das Wettbewerbsprodukt fossiles Erdgas für rund 2 ct/kWh gehandelt wird und die Biomethanherstellungskosten auf Basis von Abfällen bei 5–7 ct/kWh liegen.

3.2 Chancen durch die RED II

Die RED wurde in den letzten Jahren auf EU-Ebene überarbeitet und am 03.12.2018 verabschiedet. Die RED II muss von den Mitgliedstaaten der EU bis zum 01.07.2021 in geltendes Recht überführt werden. Im Beschluss zur RED II werden neue Treibhausgasreduzierungsziele formuliert und überarbeitete Berechnungsvorgaben festgelegt. Unter anderem werden darin der Güllevergärung sehr hohe Treibhausgasreduzierungswerte zugewiesen (Tab. 3).

Tab. 3: Emissionen von Biomethan: Standardwerte der RED/RED II im Vergleich zu tatsächlichen Werten

Quelle	Einheit	Gülle	Bioabfall	80 % Gülle 20 % Mais
RED	g CO ₂ Äq/MJ	16	23	kein Wert
RED II	g CO ₂ Äq/MJ	-100	14	-12
BLE Evaluationsbericht 2017	g CO ₂ Äq/MJ	kein Wert	8	kein Wert

Mit der RED II werden erstmals die vermiedenen Emissionen der Wirtschaftsdüngerlagerung berücksichtigt. Durch diese Gutschrift resultiert ein Emissionswert kleiner Null. Dies führt dazu, dass Mischungen von Gülle mit beispielsweise Mais ebenfalls eine sehr hohe Treibhausgasreduzierung aufweisen können. Der Evaluationsbericht der BLE (2018) zeigt zudem, dass die Emissionen von Biomethan auf der Basis von Abfällen die Standardwerte aus der RED/RED II unterschreiten. Die Treibhausgasreduzierung bei Kraftstoffen berechnet sich immer im Verhältnis zum Komparator für fossile Brennstoffe im Verkehrssektor in Höhe von 94 g CO₂Äq/MJ.

Unter Annahme der heute gültigen Quotenregelung würde diese hohe Treibhausgas-einsparung einen entsprechenden wirtschaftlichen Mehrwert bedeuten. Im Folgenden soll der Quotenwert für drei CO₂-Preise (20 €/t CO₂Äq = Preis EEX; 150 €/t CO₂Äq = Preis Kraftstoffquote 2018; 470 €/t CO₂Äq = Pönale) dargestellt werden. Dabei wird auch noch hinsichtlich der eingesetzten Substrate und der daraus resultierenden CO₂-Minderung unterschieden:

- Biomethan aus 100 % Abfall: 8 g CO₂Äq/MJ (Praxiswert aus Evaluationsbericht der BLE)
- Biomethan aus 100 % Gülle: -100 g CO₂Äq/MJ (RED II)
- Biomethan aus 80 % Gülle und 20 % Mais: -12 g CO₂Äq/MJ (RED II)

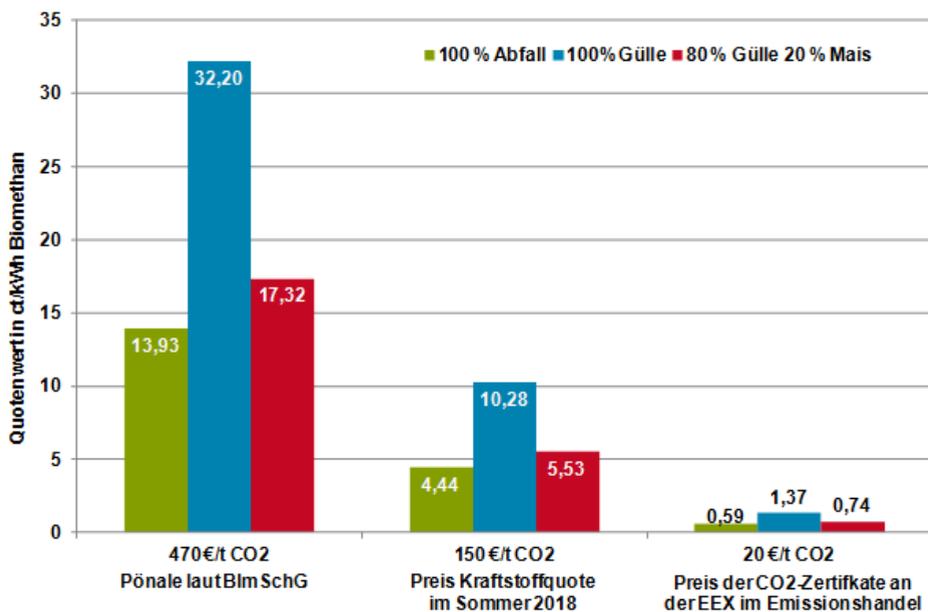


Abb. 3: Mögliche Erlöse aus dem Verkauf der Kraftstoffquote in Abhängigkeit vom Einsatzstoff und vom CO₂-Preis (© Rauh)

Mit der grünen Säule in Abbildung 3 wird für einen Quotenpreis von 150 €/t der oben angesprochene Praxiswert (4,4 ct/kWh Biomethan) dargestellt, der mit Abfallbiomethan im Sommer 2018 Erlöst werden konnte. Reines NawaRo-Biomethan ist aufgrund der höheren Erzeugungskosten und der geringeren THG-Minderung für den Absatz im Kraftstoffbereich nicht interessant. Die Novelle der RED kann aber dazu führen, dass insbesondere die Aufbereitung von Biomethan auf Basis von Gülle an Bedeutung gewinnt. Die hohe THG-Minderung führt zu einem entsprechend hohen Quotenwert von etwa 10 ct/kWh Biomethan bei einem angenommenen CO₂-Preis von 150 €/t CO₂Äq. Auch eine Mischung von 80 % Gülle mit 20 % Mais könnte dann interessant sein. Inwieweit sich

diese Situation ab 2021 einstellt, kann aktuell nicht vorhergesagt werden. Hier bleibt abzuwarten, wie die nationale Umsetzung ausgestaltet wird. Es ist allerdings zu hoffen, dass Deutschland die Vorgaben so umsetzt, dass das Potenzial der Güllevergärung entsprechend gehoben wird. Die Zertifizierungssysteme (u. a. RedCert) und Verbände bereiten schon jetzt die Umsetzung der RED II vor.

Der aktuelle CO₂-Preis an der Börse für den Emissionshandel wäre hingegen nicht ausreichend.

4 Weitere Aspekte und Fazit

Neben angepassten Regeln auf den Energiemärkten und bei der Bepreisung von CO₂ haben weitere rechtliche Rahmenbedingungen entscheidenden Einfluss auf die Zukunftsfähigkeit der Biogasbranche. Hier sind in erster Linie immer weiter steigende Anforderungen an den Betrieb von Biogasanlagen zu nennen. Beispielsweise zu nennen sind hier die Düngeverordnung, die TRAS 120 oder Vorgaben zum Netzananschluss. Häufig sind damit steigende Kosten verbunden, die insbesondere kleinere Anlagen vor große Probleme stellen.

Umso wichtiger sind Rahmenbedingungen, die dem Betreiber ausreichend Erlösoptionen ermöglichen. Neben dem oben genannten Energie- und Klimasektor sind noch Dienstleistungen im landwirtschaftlichen Bereich für die Erbringung von Umweltdienstleistungen zu nennen. Die Biogaserzeugung kann wesentliche Beiträge zur Steigerung der Artenvielfalt (Wildpflanzenmischungen, Durchwachsene Silphie) und damit auch zum Umweltschutz leisten. Diese Leistung muss zukünftig finanziell honoriert werden. Dieser Ansatz könnte durch die neue Agrarpolitik umgesetzt werden, bei der ein stärkerer Fokus auf Umweltdienstleistungen gesetzt werden soll (sogenannte Eco-Schemes).

Zukünftig müssen sich Betreiber darauf einstellen, dass sie sich die Erlöse aus verschiedenen Erlösbausteinen (EEG-Vergütung, Stromvermarktung, Wärmevermarktung, Gärproduktvermarktung etc.) zusammensetzen müssen. Eine wirtschaftlich auskömmliche EEG-Vergütung wird es in der Form der 2000er-Jahre nicht mehr geben. Damit selbst diese Einkommenskombination erfolgreich sein kann, muss die Bundesregierung die entsprechenden Weichen setzen. Die Biogasbranche wartet dringend auf politische Signale, die zeigen, dass weiter auf Biogas gesetzt wird und Biogas in der Zukunft eine Rolle spielen soll.

Literatur

- BBE et al. (2019): Gemeinsame Pressemitteilung: Dritte Ausschreibungsrunde zeigt dringenden Handlungsbedarf. <https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Dritte-Ausschreibungsrunde-zeigt-dringenden-Handlungsbedarf?open&ccm=050>, Zugriff am 25.04.2019
- BEE – Bundesverband Erneuerbarer Energien e.V. (2019): Rückblick auf das Gipfeltreffen der Erneuerbaren-Branche – BEE-Neujahrsempfang 2019. <https://www.bee-ev.de/home/veranstaltungen/neujahrsempfang-2019/>, Zugriff am 26.04.2019
- BImSchG (2013): Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. April 2019 (BGBl. I S. 432) geändert worden ist
- Biokraft-NachV (2009): Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 26. Juni 2018 (BGBl. I S. 872) geändert worden ist
- BLE – Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (2018): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2017: Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2017.html?sessionId=2DCCC9C5AEFE0373E6D9591D49EB1407.1_cid325?nn=8906268, Zugriff am 26.04.2019
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2019): Beendete Ausschreibungen. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html, Zugriff am 25.04.2019
- FvB – Fachverband Biogas e.V. (2019): Branchenzahlen 2017 und Prognose der Branchenentwicklung 2018. [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/18-05-25_Biogas_Branchenzahlen-2017_Prognose-2018_end.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/18-05-25_Biogas_Branchenzahlen-2017_Prognose-2018_end.pdf), Zugriff am 25.04.2019
- RED (2009): RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG
- RED II (2018): RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)

Biogas als Kraftstoff – eine reale Perspektive für Biogasbestandsanlagen

FRANK SCHOLWIN, VOLKMAR BRAUNE

1 Einführung

Biogas kann in Biogasanlagen produziert, auf Fahrzeugtreibstoffqualität aufbereitet und an einer Tankstelle verfügbar gemacht werden. Damit kann Diesel ersetzt und der CO₂-Ausstoß im Verkehrssektor reduziert werden. Darüber hinaus soll dazu beigetragen werden, eine Perspektive der vom Auslaufen der EEG-Förderung stark gefährdeten Biogasanlagen zu schaffen.

Um die konkreten Chancen und Risiken der Kraftstoffbereitstellung aus Biogas einschätzen zu können, wurde eine Machbarkeitsstudie initiiert mit finanzieller Förderung durch den Freistaat Thüringen bzw. die Thüringer Aufbaubank mit Mitteln aus dem EFRE-Programm. Das Vorhaben wurde durch ein Konsortium aus dem Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft und Energie, dem Fachverband Biogas e.V. und dem Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk e.V. durchgeführt.

In der Machbarkeitsstudie wurden die rechtlichen, technischen und ökonomischen Grundlagen zusammengetragen, Fördermöglichkeiten evaluiert, der regionale Biogasanlagenbestand im Einzugsgebiet der Ohra Energie GmbH in Thüringen detailliert hinsichtlich der Eignung und des Interesses an der Umsetzung eines derartigen Projektes befragt, denkbare technische Konzepte untersucht, technisch, ökonomisch und ökologisch bewertet sowie das Absatzpotenzial durch Befragung von Flottenbetreibern in der Region analysiert.

Anhand dieses konkreten Beispiels wird im nachfolgenden Beitrag die Machbarkeit der Kraftstoffbereitstellung aus Bestandsbiogasanlagen erläutert.

2 Stand des Wissens

In Deutschland sind zurzeit knapp 100.000 Erdgasfahrzeuge in Betrieb, für die deutschlandweit mehr als 900 Erdgastankstellen zur Verfügung stehen. Die Nutzung von Erdgas als Kraftstoff steigt kontinuierlich leicht an, die von den Fahrzeugherstellern angebotene Modellpalette wird aktuell deutlich erweitert. Vom kleinen Pkw (z. B. VW Lupo) über Mittelklassewagen (vom VW Golf bis zum Audi A5) und leichten Lastwagen (z. B. IVECO) bis hin zu Bussen, schweren Lkw und Traktoren kann für fast jeden Anwender ein CNG-Fahrzeug gefunden werden.

Die Bereitstellung und Nutzung von CNG ist Stand der Technik, ist technisch als vollkommen sicher anzusehen und bietet deutliche ökonomische Vorteile beim Fahrzeugbetrieb, insbesondere für Fahrzeuge, die hohe Kilometerleistungen pro Jahr aufweisen (> 15.000 km).

Biogas spielt als Kraftstoff bisher eine geringe Rolle. Nur Biogas aus Reststoffen wird zum Teil als Fahrzeugtreibstoff vermarktet. Der höhere Einkaufspreis im Vergleich zum Erdgaspreis kann durch Erhalt der Biokraftstoffquote bzw. Treibhausgasvermeidungsquote kompensiert werden. Die Nachfrage nach diesem Gas steigt aktuell.

3 Umweltauswirkungen

Der Handlungsdruck im Verkehrssektor, die politisch gesteckten Ziele hinsichtlich der Reduktion von Klimagasemissionen zu erreichen, ist enorm. Abbildung 1 veranschaulicht die reale Entwicklung im Vergleich zu den gesteckten Zielen. Biogas ist unter den biogenen Kraftstoffen in jedem Fall – unabhängig ob aus Reststoffen oder nachwachsenden Rohstoffen erzeugt – die beste Alternative hinsichtlich der erreichbaren Reduktion von Klimagasemissionen (Abb. 2).

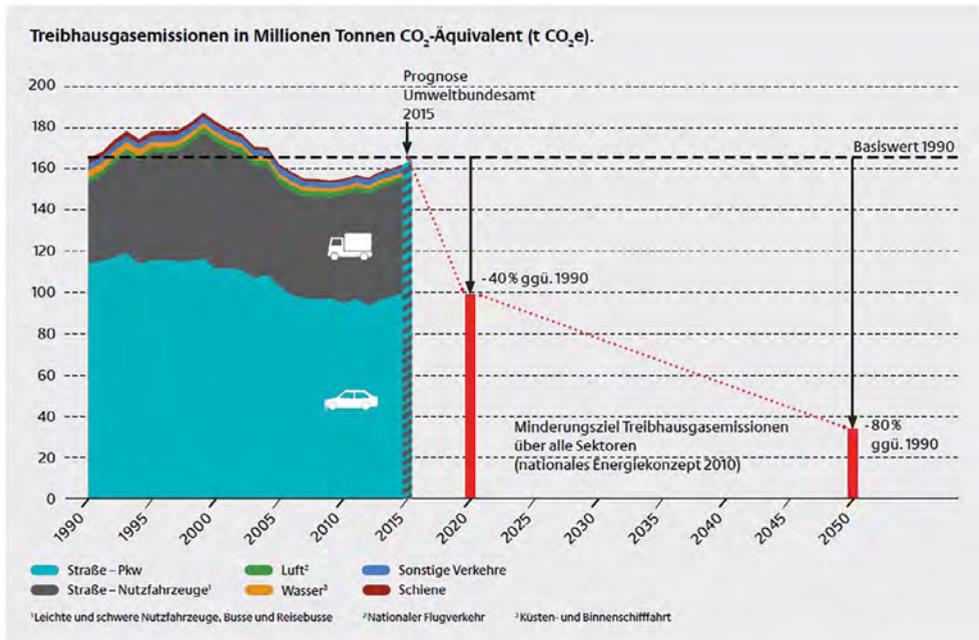


Abb. 1: Treibhausgasemissionen in Mio. t CO₂-Äquivalent (LNG Taskforce 2017)

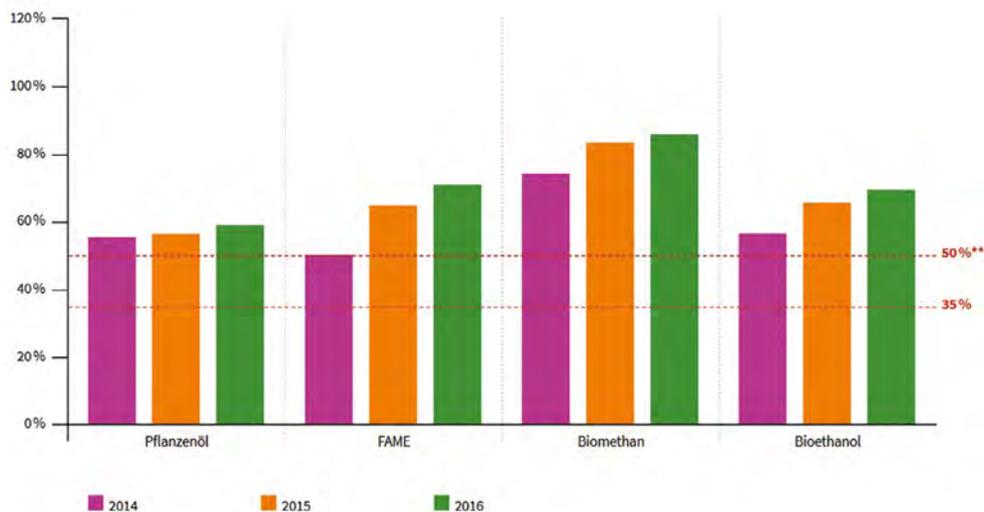


Abb. 2: THG-Einsparung Biokraftstoffe aus Nachhaltigkeitsnachweisen (DENA Biogaspartner 2017)

Neben der Reduktion von Klimagasen führt der Einsatz von CNG und LNG zusätzlich zu erheblichen Reduktionen von Emissionen bezüglich Feinstaub, Stickoxiden und Lärm (Abb. 3).

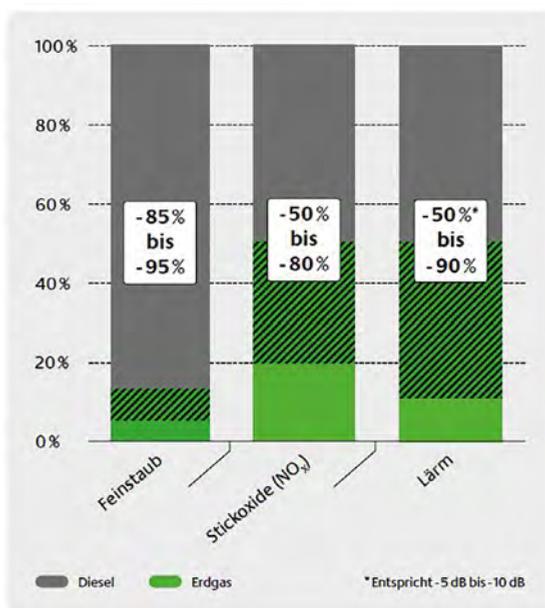


Abb. 3: Emissionsminderung bei Ersatz des Diesels durch Erdgas LNG (Taskforce 2017)

4 Konzepte für die technologische Lieferkette Biogasproduktion – Transport – Zwischenspeicherung – Tankstelle

Ausgehend von der Kenntnis typischer Biogasanlagen und den technischen Möglichkeiten der Biogasproduktion, -aufbereitung auf Erdgasqualität, der Verknüpfung von Biogasanlagen mit dem Erdgasnetz und CNG-Tankstellen wurden Bereitstellungskonzepte definiert, die grundsätzlich in Thüringen Anwendung finden können.

Es wurden zusätzlich Konzepte zur Bereitstellung von verflüssigtem Biomethan (Bio-LNG, qualitativ gleichwertig mit LNG) betrachtet. Bereits nach einer sehr groben Kalkulation wurde klar, dass eine wirtschaftliche Bereitstellung von LNG aus Biogas im kleinen Maßstab bei $< 250 \text{ m}^3/\text{h}$ Biogasproduktion nicht bzw. nur mit extrem hoher Förderung möglich ist. Vor diesem Hintergrund wird vergleichsweise nur eine Bio-LNG-Bereitstellungsvariante mit $250 \text{ m}^3/\text{h}$ Biogasnutzung betrachtet.

Es wurden folgende Konzepte untersucht:

- LokalTank: netzferne lokale Tankstelle
- LokalTankBackup: lokale Tankstelle mit Gasnetz-Backup
- EinspeisungLokalTankBackup: Kombination von Biogaseinspeisung und lokaler Tankstelle mit Gasnetz-Backup
- EinspeisungNetzTank: Kombination von Biogaseinspeisung und Tankstelle mit bilanzieller Gasentnahme an einem anderen Standort
- MobilTransportTank: Kombination von Biogasaufbereitung und Tankstelle mit mobilem Transport zwischen Biogasproduktionsanlage und Tankstellenstandort(en)
- Bio-LNG: Kombination von Biogasaufbereitung und Biomethanverflüssigung zu Bio-LNG und LNG-Tankstelle mit mobilem Transport zwischen Biogasproduktionsanlage und Tankstellenstandort(en)

Die technischen Untersuchungen haben gezeigt, dass eine lokale Tankstelle mit Gasnetz-Backup besondere Vorteile für die Umsetzung bieten. Dies bedeutet, dass an Standorten mit Gasnetzanschluss die Kraftstoffbereitstellung über die Installation einer CNG-Tankstelle mit direkter Verknüpfung an eine lokale, in der Größe angepasste Biogasaufbereitungsanlage erfolgt. Für den Fall des Ausbleibens einer ausreichenden Biogasmenge aus der Biogasproduktion oder einer Kraftstoffabnahme deutlich über der kalkulierten Menge kann Biomethan über das Erdgasnetz an die Tankstelle geliefert werden. Das Konzept wird in Abbildung 4 veranschaulicht.



Abb. 4: Konzept der Installation einer lokalen Tankstelle mit Gasnetz-Backup (eigene Darstellung IBKE)

Ein derartiges Konzept weist eine Reihe von Vorteilen, aber auch Herausforderungen auf. Diese sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tab. 1: Vor- und Nachteile einer lokalen Tankstelle mit Gasnetz-Backup

Vorteile	Herausforderungen
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kein administrativer, technischer und Kostenaufwand für die Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz. ▪ Ermöglicht ggf. für eine Bestandsanlage den Wechsel in Flex-Betrieb ohne zusätzliches BHKW. ▪ Eine 100%-Verfügbarkeit von Gas durch den Gasnetzanschluss gegeben, auch bei erhöhter Kraftstoffnachfrage. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Überschusseinspeisung bei geringer Kraftstoffabnahme möglich. ▪ Es ist nur eine Teilauslastung der Biogasaufbereitungsanlage möglich (in Abhängigkeit von der Kraftstoffabnahme). ▪ Keine kontinuierliche Gasabnahme aus der Biogasproduktion – dies muss technisch kompensiert werden. ▪ Keine bilanzielle Teilbarkeit der Biogasmenge in güllebasiertes und NawaRo-basiertes Gas möglich. ▪ Bereitstellung von Kraftstoff aus Gülle erfordert Umstellung der ganzen Anlage auf reinen Gülleeinsatz. ▪ Zusätzlicher administrativer Aufwand für Einkauf und Nachweisführung für Biomethan aus dem Erdgasnetz ohne Kenntnis der realen Bedarfsmenge.

5 Wirtschaftliche Machbarkeit

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen wurden auf der Basis von im Markt üblichen Preisen, Kosten und Erlösen zum Stand September 2018 durchgeführt. Für Komponenten, für die die Kosten sehr projektspezifisch und nicht üblich sind, wurden Angebote eingeholt und Experten befragt (Biogasaufbereitung im kleinen Leistungsbereich, Tankstellentechnik, Biogaseinspeiseanlagen).

Auf der Basis der getroffenen Annahmen wurden für alle untersuchten technischen Varianten statische Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt. Es wurde für alle Varianten ein „best case“ und ein realistischer Fall betrachtet, um die Bandbreite der Ergebnisse zu veranschaulichen. Die folgende Übersicht fasst die wesentlichen unterschiedlich gewählten Parameter für die beiden Fälle (best case/real case) zusammen. Anschließend werden die Ergebnisse für die verschiedenen Konzepte grafisch dargestellt.

Best case:

- Rohbiogaspreis 3,5 ct/kWh
- Biokraftstoffquote 4 ct/kWh, d. h. nur Gülle
- Auslastung Biogasaufbereitung besonders hoch (5.000–8.500 h/a; 8.500 h nur bei Biogaseinspeisung)
- geringe Wartungskosten
- keine Kosten für Kompensation Wärmebereitstellung für die Biogasproduktion im Winter
- Investitionsförderung 35 %

Real case:

- Rohbiogaspreis 4 ct/kWh
- Biokraftstoffquote 3,5 ct/kWh, d. h. nur Gülle/Reststoffe
- Auslastung Biogasaufbereitung mittel (4.000–8.000 h/a; 8.500 h nur bei Biogaseinspeisung)
- realistische Wartungskosten
- Kosten für Kompensation Wärmebereitstellung für die Biogasproduktion im Winter 2 ct/kWh Biomethan bei den größeren Anlagen ab 150 m³/h
- Investitionsförderung 0 %

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen sind in Abbildung 5 im Überblick dargestellt. Für weitergehende Informationen sei auf den öffentlichen Bericht zum Vorhaben verwiesen.

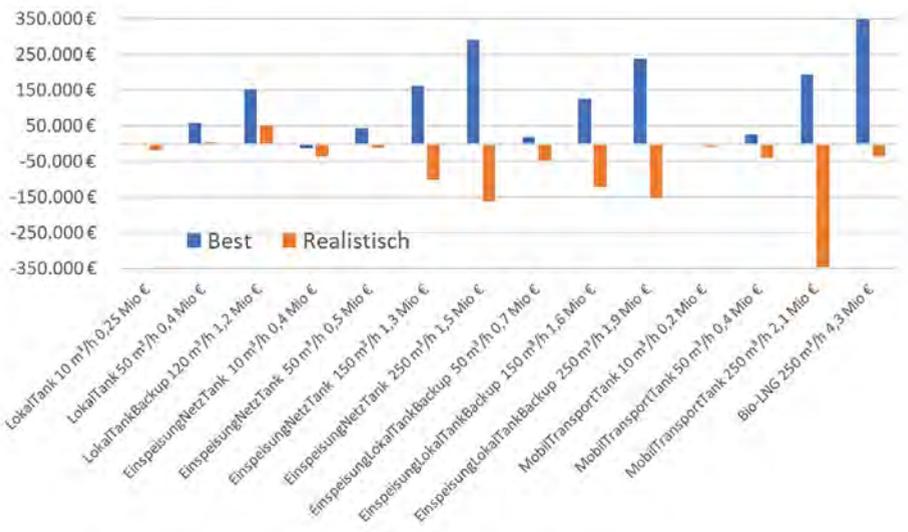


Abb. 5: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen als Ertrag vor Steuer pro Jahr mit Bezeichnung nach den Anlagenkonzepten aus Kapitel 4 und Angabe der Kapazität der Biogasaufbereitungsanlage und der Investitionskosten im realistischen Fall (eigene Darstellung IBKE)

Am Beispiel einer Anlage an einem günstigen Standort kann eine Biogastankstelle wirtschaftlich sein, dies wird in Abbildung 6 veranschaulicht.

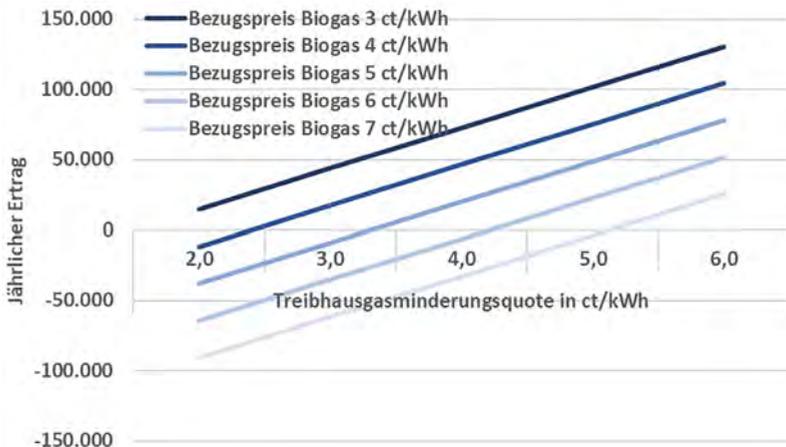


Abb. 6: Sensitivitätsanalyse für eine Biogastankstelle mit einer Aufbereitungskapazität von 120 m³/h Rohbiogas, Investitionskosten etwa 1,2 Mio € (eigene Darstellung IBKE)

6 Ausblick

Die Bereitstellung von Kraftstoff aus Biogas bestehender Biogasanlagen in Form von CNG hat heute relativ günstige Rahmenbedingungen und ist technisch als auch wirtschaftlich an günstigen Standorten machbar. Insbesondere durch die Umsetzung der gerade verabschiedeten Renewable Energy Directive wird der Einsatz von Biogas aus Gülle aufgrund der hohen Anrechnung der Treibhausgasminderung voraussichtlich ab 2020 sehr attraktiv. Die Wirtschaftlichkeit ist allerdings definitiv kein Selbstläufer, sondern braucht sehr gute lokale Randbedingungen für den Biogasanlagen- und Tankstellenstandort.

Es gibt bisher keine Serientechnologie in diesem Bereich, es ist eher schwierig, ein konkretes Angebot für die Biogasaufbereitung im kleinen Maßstab mit Passung zu einer Tankstelle zu bekommen. Daher ist ein für Deutschland und an den konkreten Standort angepasstes innovatives Konzept erforderlich – dies scheint aber gut machbar zu sein, zumindest weisen einige Biogasanlagenstandorte günstige Rahmenbedingungen für eine Umsetzung auf.

Um insbesondere das Wissensdefizit zu kompensieren, scheint der Schlüssel für die Umsetzung der Bereitstellung von Kraftstoff aus Biogas die Realisierung von ein oder viel besser mehreren Pilotprojekten für eine weitere Nachahmung und Vervielfältigung zu sein.

Literatur

DENA Biogaspartner (2017): biogaspartner – gemeinsam einspeisen – Biogaseinspeisung und -nutzung in Deutschland und Europa - Markt, Technik und Akteure

LNG Taskforce (2017): Nachhaltige Mobilität mit Erdgas und Biomethan. Marktentwicklung 2015/2016, Vierter Fortschrittsbericht, Deutsche Energieagentur

Erneuerbare Energien und Bioökonomie als Beitrag zur Wertschöpfung im ländlichen Raum

BERND HIRSCHL, KATHARINA HEINBACH, JOHANNES RUPP

1 Einleitung

Der ländliche Raum ist seit Jahren von einem umfassenden Strukturwandel betroffen. Die Zahl der landwirtschaftlichen Betriebe in Deutschland ist in den letzten 50 Jahren von knapp 1,2 Millionen auf etwas weniger als 270.000 zurückgegangen (Hemmerling et al. 2016, Statistisches Bundesamt 2018a). Der Anteil der Beschäftigten in der Land- und Forstwirtschaft lag Anfang des vorigen Jahrhunderts noch bei 38 Prozent, zu Beginn dieses Jahrhunderts machte dieser nur noch knapp zwei Prozent aus, was rund 600.000 Erwerbstätigen entspricht (Hemmerling et al. 2016, Statistisches Bundesamt 2018b). Diese Entwicklung ist eine der maßgeblichen Ursachen für die Landflucht insbesondere jüngerer Menschen, für den damit verbundenen demografischen Wandel in ländlichen Regionen und den weiteren Folgen für wirtschaftliche und infrastrukturelle Perspektiven.

Vor diesem Hintergrund wurden bereits früh in der Debatte um den Ausbau dezentraler erneuerbarer Energien die Potenziale zur Stärkung des ländlichen Raums mitdiskutiert. Der „Landwirt als Energiewirt“ kann als ein Schlagwort für diese Hoffnung angesehen werden. Mit der seit einigen Jahren verstärkt diskutierten „Bioökonomie“ (BÖ), d.h. dem grundlegenden Wandel von einer „fossilbasierten“ zu einer weitestgehend biobasierten Wirtschaft, scheinen zusätzliche Impulse möglich.

Doch welche regionalökonomischen Potenziale bieten erneuerbare Energien (EE) und die Bioökonomie für den ländlichen Raum und wovon sind diese abhängig? Der Beitrag nähert sich einer Antwort auf diese Frage, indem zunächst beide Bereiche grundsätzlich beleuchtet und die Grundbedingungen für regionalökonomische Effekte thematisiert werden. Anhand empirischer Fallbeispiele aus dem Bereich der Bioenergie werden die Zusammenhänge veranschaulicht und die übergreifenden Erkenntnisse in einem Fazit verdichtet.

2 Erneuerbare Energien im ländlichen Raum – ein Überblick

Dass die Energiewende (primär) im ländlichen Raum stattfindet, stimmt zwar bereits seit einiger Zeit nicht mehr, da auch urbane und peri-urbane Räume ihre eigenen Potenziale haben und zur Erreichung der Pariser Klimaschutzziele kräftig mitwirken müssen. Dies

gilt für die Erzeugung wie für den Verbrauch von Energie und für die Stromwende ebenso wie die Verkehrs- und Wärmewende. Und dennoch werden heute und in Zukunft eine Reihe von mengenmäßig bedeutsamen Technologien weiterhin tendenziell eher auf dem Lande errichtet, da sie einen vergleichsweise hohen Raumbedarf haben. Dazu zählen mit Blick auf die erneuerbaren Energien vor allem Windenergieanlagen, Photovoltaik(PV)-Freiflächenanlagen, neben dem großen Potenzial für PV-Dachanlagen, und natürlich Biomasseanlagen, allen voran zur Biogasproduktion. Aber auch solarthermische Großanlagen haben es, aufgrund der größeren Flächenrestriktionen in urbanen Gebieten, im Regelfall leichter auf dem Land. Dies bedeutet gleichermaßen eine große Chance wie Belastung für den ländlichen Raum. Der dezentrale Ausbau der erneuerbaren Energien zeichnet sich damit durch einen Anstieg der flächenhaften Verbreitung kleinskaliger Anlagen aus und unterscheidet sich somit auch fundamental von der bisherigen Strukturierung des durch fossil-nukleare Großkraftwerke geprägten Energiesystems. Diese räumliche Dekonzentration der Energieproduktion verleiht dem Kriterium der Flächenverfügbarkeit eine immer größere Bedeutung (Rave 2016).

Abbildung 1 zeigt die Verteilung von Investitionen in EE-Anlagen in Deutschland seit Einführung des EEG. Zu erkennen ist, dass mit Blick auf diesen ökonomischen Indikator insbesondere die PV und Windenergie über die Jahre sehr bedeutsam waren. Ebenso weisen die Biomasse und seit einigen Jahren auch die Geothermie signifikante Größenordnungen auf.

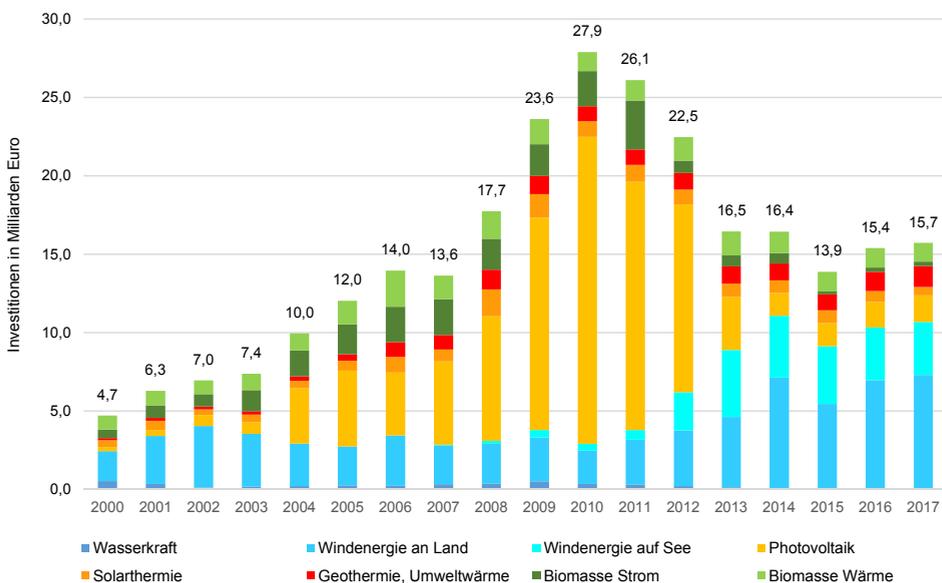


Abb. 1: Investitionen in die Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland (BMWi 2019)

Mit Blick auf den ländlichen Raum ist eine wichtige Frage zunächst, wer die Eigentümer/innen der EE-Anlagen sind und damit wer in der Folge von ihren Gewinnen profitiert (siehe Kapitel 4). Abbildung 2 zeigt die Verteilung der maßgeblichen Investorengruppen für das Jahr 2016 für den Bereich der Stromproduktion, der in Bezug auf die Investitionen der mit Abstand bedeutendste Bereich ist. Die Abbildung zeigt zunächst, dass mit der Einführung der erneuerbaren Energien die Akteursvielfalt in der Energiewirtschaft in hohem Maße zugenommen hat. Neben den traditionellen Energieversorgern bzw. -erzeugern investieren nun Privatpersonen, landwirtschaftliche Betriebe, Gewerbetreibende, Projektierer und Akteure aus dem Kapitalmarkt in Energieerzeugungsanlagen. Bei einzelnen Akteuren wie den Landwirt/innen ist die Schnittmenge mit dem ländlichen Raum offensichtlich, bei den anderen Akteursgruppen lässt sich über den räumlichen Bezug lediglich spekulieren. Generell ist aber auch die Frage der Eigentumsverhältnisse nur ein Indikator dafür, in welchem Umfang ländliche Regionen ökonomisch profitieren, wie an späterer Stelle ausführlicher erläutert wird.

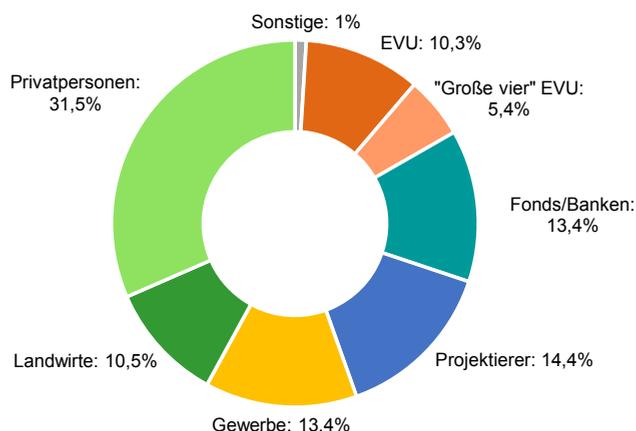


Abb. 2: Eigentümerstruktur der bundesweit installierten Leistung zur Stromerzeugung aus EE-Anlagen im Jahr 2016 (AEE 2018)

Abbildung 3 zeigt, dass landwirtschaftliche Betriebe in der letzten Dekade insbesondere in den Jahren 2009 bis 2011 hohe Investitionen von 5 bis 7 Mrd. Euro pro Jahr vor allem in den Bereichen Biogas und PV tätigten. Dies waren Jahre mit vergleichsweise hohen EEG-Vergütungen bzw. guten Ertragsaussichten. Diese Investitionen fielen in den Folgejahren mit unter 2 Mrd. Euro auf ein deutlich niedrigeres Niveau. Im Jahr 2017 betrug das geplante Investitionsvolumen landwirtschaftlicher Betriebe in EE-Anlagen 1,4 Mrd. Euro, was allerdings im Vergleich zu 2016 einem Zuwachs von 31 Prozent ent-

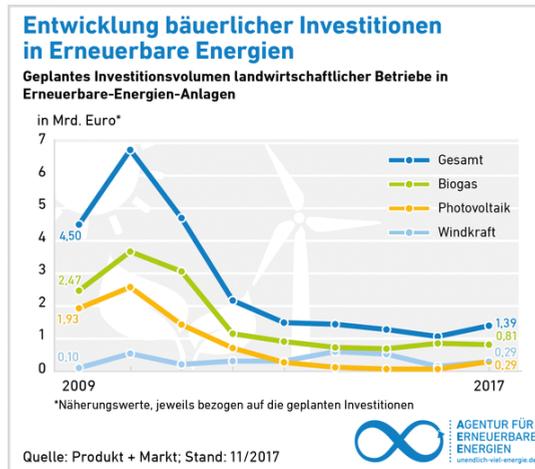


Abb. 3: Geplantes Investitionsvolumen landwirtschaftlicher Betriebe in EE-Anlagen (AEE 2017)

sprach. Ausgehend von einem niedrigen Niveau sind vor allem die Investitionen in Photovoltaik- und Windkraftanlagen gestiegen. Mittlerweile nutzen viele Landwirt/innen den Solarstrom für den Eigenverbrauch und nicht mehr nur zur Netzeinspeisung (AEE 2017). Mit aktuell stetig sinkender Einspeisevergütung wird diese Tendenz zunehmen.

3 Bioökonomie im ländlichen Raum – ein Überblick

Unter Bioökonomie kann zunächst vereinfacht die Transformation einer fossil basierten Wirtschaft hin zu einer weitestgehend biobasierten Wirtschaft verstanden werden, die auf eine effiziente Nutzung von Biomasse und biologischen Ressourcen achtet. Der Bioökonomierat der Bundesregierung definiert die Bioökonomie als „die Erzeugung und Nutzung biologischer Ressourcen (auch Wissen), um Produkte, Verfahren und Dienstleistungen in allen wirtschaftlichen Sektoren im Rahmen eines zukunftsfähigen Wirtschaftssystems bereitzustellen“ (Bioökonomierat 2019). Die Bioökonomie umfasst dabei alle Wirtschaftsbereiche entlang der Wertschöpfungskette: von der Produktion über die Be- und Verarbeitung und den Handel bis hin zur Nutzung der Produkte und deren Weiterverwertung. An natürliche Stoffkreisläufe angelehnt, soll sie zu einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft beitragen, die anstelle fossiler Ressourcen nachwachsende Rohstoffe sowie biogene Rest- und Abfallstoffe nutzt (BMEL 2014).

Der Fokus auf eine „nachhaltige Kreislaufwirtschaft“ verweist auf ein Problem, das mit den EEG-Förderanreizen im Bereich der energetischen Biomassenutzung in den Jahren zuvor entstanden ist: Die Etablierung einer mit Blick auf Nachhaltigkeit, Effizienz und Wertschöpfung unzureichende Verwertung der knappen Ressource Biomasse in Form der energetischen Nutzung. Die energetische bzw. thermische Verwertung von Biomasse sollte im Sinne der o. g. Aspekte im besten Fall am Ende einer Nutzungskaskade stehen, zudem sind weitere synergetische Nutzungen möglichst aller Biomassepotenziale unter Berücksichtigung des Nahrungsmittelprimats („food first“) anzustreben. Dazu zählen nach Arnold et al. (2009):

- Neben- und Koppelproduktnutzung: Die Pflanzenteile der gewachsenen Pflanze werden gegenüber dem Hauptprodukt anderweitig genutzt. Beispiele sind die traditionelle Verwendung von Stroh als Nebenprodukt des Getreideanbaus oder Schäben als Nebenprodukt des Faserpflanzenanbaus.
- Kaskadennutzung: Die sequentielle Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen für stoffliche und energetische Anwendungen. Beispielsweise kann Holz vor der Verbrennung stofflich genutzt werden und die Reststoffe landwirtschaftlicher Biomasse können nach der Fermentation in einer Biogasanlage zu höherwertigen Düngemitteln verarbeitet werden.
- Parallele Nutzung der ganzen Pflanze in verschiedenen Anwendungen: Die Pflanzenteile werden im selben Prozessschritt verschiedenen Anwendungen (stofflich oder energetisch) zugeführt. Das Konzept kommt bei Bioraffinerien zum Einsatz, die eine Nutzung möglichst vieler Bestandteile der Pflanze anstreben.

In allgemeinen politischen Befassungen im Kontext der Bioökonomie werden die vielschichtigen Potenziale für den ländlichen Raum häufig hervorgehoben. So erklärte die Europäische Kommission in ihrer Bioökonomiestrategie als Ziele für den ländlichen Raum u. a. wirtschaftliches Wachstum und Arbeitsplätze und eine Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Ressourcen (Europäische Kommission 2012). In der jüngeren Fortschreibung dieser Strategie wird ebenfalls betont, dass auch in ländlichen Gebieten durch „lokale Bioökonomien“ der Anteil der Primärproduktion gesteigert und neue Arbeitsplätze geschaffen werden sollen (Europäische Kommission 2018). Auch in der „Nationalen Politikstrategie Bioökonomie“ der Bundesregierung wird dies betont; so soll die Etablierung eines (biobasierten) nachhaltigen Konsums auch Beschäftigung und Wertschöpfung schaffen und sichern, „gerade auch in ländlichen Räumen“ (BMEL 2014).

Allerdings gibt es bis heute weder eine einheitliche Definition oder Beschreibung dessen, was unter „ländlicher Bioökonomie“ verstanden wird, noch einen direkt bzw. explizit formulierten und in sich konsistenten Rahmen, der Lenkung oder Förderung in diesem Themenfeld ermöglicht. Literatur- und Dokumentenrecherchen sowie auch Expertenbefragungen bestätigen diesen Eindruck. So bestätigten in einer Evaluation der „Nationalen Forschungsstrategie Bioökonomie 2030“ die befragten Forscher/innen, dass eine explizite Bioökonomie-Förderung von Projekten zur Stärkung des ländlichen Raums bisher vernachlässigt worden sei (Hüsing et al. 2017). Im Vordergrund stehen bisher primär biotechnologische Ansätze, Programme und Förderungen (Hackfort 2016). Auch eine Auswertung bisheriger regionaler Clusteransätze zur Förderung einer Bioökonomie ergab, dass hier primär F&E-Themen in Technologiefeldern verfolgt werden, die nicht primär eine dezentrale Nutzung im ländlichen Raum umfassen. Somit entsteht ein Spannungsfeld zwischen industriellen, tendenziell großtechnischen Anwendungen einerseits und der Biomasseproduktion im ländlichen Raum andererseits. Der Großteil der Verarbeitung und Veredelung biogener Roh- und Reststoffe, der wiederum den Großteil der Bruttowertschöpfung umfasst (Efken et al. 2012) konzentriert sich somit auf wenige Standorte bzw. einzelne Regionen. Eine Aufwertung der Vielzahl ländlicher Räume durch die Bioökonomie kann damit nicht erreicht werden.

In einem Forschungsprojekt des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) und des Instituts für angewandtes Stoffstrommanagement (IfaS) (IÖW 2019), welches sich mit den „Potenzialfeldern einer ländlichen Bioökonomie“ befasst, wurde eine Begriffsbestimmung für eine „ländliche Bioökonomie“ erarbeitet: Bei einer „ländlichen Bioökonomie“ (bzw. Bioökonomie mit Fokus auf den ländlichen Raum) ist der ländliche Raum nicht nur Rohstofflieferant für industrielle Bioökonomiekonzepte, sondern setzt verstärkt selbst dezentrale Bioökonomieansätze um. Dies bedeutet, dass nach Möglichkeit ein Großteil der Wertschöpfungsstufen und -schritte innerhalb der Region realisiert werden. Damit soll erreicht werden, dass auch der ländliche Raum von den möglichen positiven Effekten einer wachsenden Bioökonomie mit Blick auf Wertschöpfung und Beschäftigung profitiert. Im erwähnten Projekt wurden eine Reihe von Bioökonomieprozessen und -produkten identifiziert, bei denen eine Erst- und im Idealfall auch eine Weiterverarbeitung von Biomasse oder biogenen Reststoffen im ländlichen Raum umgesetzt werden können. Die ökonomischen Rahmenbedingungen für derartige Verwertungen könnten sich in vielen Fällen in dem Maße verbessern, in dem die fossil basierten Konkurrenzprodukte teurer werden; zudem sind eine Reihe weiterer Hemmnisse zu adressieren, die beispielsweise eine Kreislaufwirtschaft oder eine Verwertung von Abfall- und Reststoffen derzeit noch erschweren oder verhindern. Diese Hemmnisse sollten möglichst abgebaut werden.

Die Erschließung größerer ökonomischer Potenziale für den ländlichen Raum aus einer forcierten Bioökonomiestrategie ist also voraussetzungsvoll und wird derzeit nicht

explizit adressiert. Im aufgezeigten Spannungsfeld der Bioökonomie zwischen den Skaleneffekten zentraler, großindustrieller Nutzungen einerseits und positiven regionalökonomischen Effekten für strukturschwache ländliche Räume durch dezentrale Verwertungen andererseits ist überdies zu berücksichtigen, dass sich die Waage aufgrund zukünftiger Klimaschutzanforderungen weiter verschieben kann. Sollten, wie in vielen Klimaschutzenszenarien aufgezeigt (IPCC 2018), in naher Zukunft negative Emissionen nötig werden, dann könnten auch großmaßstäbliche Biomassestrategien eine wichtige Rolle spielen (z.B. „BECCS“-Technologien oder Aufforstung, Klepper/Thrän 2019). Auch diese tendenziell großen Treiber und Einflussfaktoren, die auf die Entwicklung einer ländlichen Bioökonomie wirken, sind zukünftig mit zu berücksichtigen.

4 Regionalökonomische Effekte im ländlichen Raum

Viele Regionen verbinden mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und bioökonomischer Nutzungen neben einem Beitrag zum Klimaschutz auch die Hoffnung auf positive wirtschaftliche Effekte für die Region. Grundsätzlich ist die regionale Wertschöpfung durch erneuerbare Energien und bioökonomische Wertschöpfungsketten eine Teilmenge der gesamten globalen Wertschöpfung, die durch in Deutschland errichtete und produzierte erneuerbare Energieanlagen und Technologien der Bioökonomie geschaffen wird. Die Wertschöpfung auf regionaler Ebene kann vereinfacht als Summe der Einkommen und Einnahmen aller beteiligten Akteure in einer Region verstanden werden und setzt sich aus den folgenden Bestandteilen zusammen (Abb. 4):

1. (Netto-)Gewinne der Unternehmen sowie Gewinne aus Kapitalbeteiligungen,
2. Netto-)Einkommen der Beschäftigten und
3. Steuereinnahmen der Kommunen in einer Region.

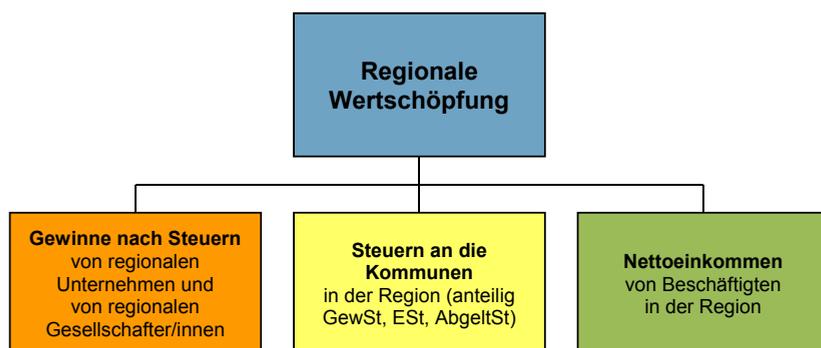


Abb. 4: Bestandteile regionaler Wertschöpfung

Entscheidend ist demzufolge nicht die Anzahl der Anlagen, die im ländlichen Raum installiert sind und betrieben werden, sondern viel mehr die Eigentumsverhältnisse und die Beteiligung von Unternehmen vor Ort. Tendenziell nimmt die regionalökonomische Wirkung zu, wenn z.B. die Initiatoren von EE-Projekten auch aus der Region stammen. Dies ist zum Beispiel bei Bürgerenergieunternehmen der Fall, bei denen das Investitionskapital (im Regelfall zu sehr hohen Anteilen) von regionalen Akteuren eingebracht wird und somit ein maßgeblicher Anteil der Gewinne in der Region verbleibt. Aber auch Stadtwerke arbeiten oftmals eng mit regionalen Unternehmen zusammen. Im Gegensatz dazu stehen die „Fremdinvestorenmodelle“, bei denen die Eigenkapitalgeber (oftmals institutionelle Investoren) ihren Sitz außerhalb der Region haben. Für das Beispiel Windenergie bedeutet dies, dass lediglich ein Anteil des Gewerbesteueraufkommens und die Pachtzahlung, die an eine/n einzelne/n Landeigentümer/in fließt, in der Region verbleibt (Aretz et al. 2013). Erfahrungen aus Brandenburg zeigen, dass die tatsächlichen Gewerbesteuerzahlungen der Windparkbetreiber an die Kommunen deutlich unter der erwarteten Höhe zurückbleiben (Kunze 2017). Auch gehören viele Flächen nicht ortsansässigen Agrarunternehmen, sodass auch die Pachtzahlungen nicht regionalen Flächeneigentümer/innen zufließen (Schaudwet 2019).

Für den Fall der Bioökonomie gilt übertragen, dass ländliche Regionen dann von den möglichen positiven Effekten einer wachsenden Bioökonomie profitieren können, wenn wie bereits oben beschrieben ein möglichst großer Teil der Wertschöpfungsschritte – von der Biomassebereitstellung bis zur Erst- und Weiterverarbeitung der biobasierten Rohstoffe – vor Ort angesiedelt ist. Dies gelingt, indem die beteiligten Unternehmen in den betrachteten ländlichen Regionen ansässig sind und das Investitionskapital von regionalen Akteuren eingebracht wird. Ist dies der Fall, verbleibt ein Großteil der geschaffenen Wertschöpfung in der Region.

Idealtypisch wird eine konkrete Bioenergie-, Veredelungs- bzw. Verarbeitungsanlage mit Biomasse aus der Region versorgt. Regionale Unternehmen haben Aufträge für die Planung, Errichtung und Wartung der Anlage erhalten. Der steuerrechtliche Unternehmenssitz liegt genauso wie die Hauptwohnsitze der Gesellschafter/innen in der Region. So verbleiben die Steuerzahlungen, auch mit Blick auf die ausgeschütteten Gewinne, in der ländlichen Region. Gleiches gilt im Fall der finanziellen Beteiligung der Rohstofflieferanten an Unternehmungen der Erst- und Weiterverarbeitung ihrer Rohstoffe über entsprechende Betreiber- und Beteiligungsmodelle.

In welcher Höhe Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch die Bioenergienutzung auf regionaler Ebene generiert werden, wurde vom IÖW im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitforschung der vom Bundeslandwirtschaftsministerium geförderten Bioenergieregionen untersucht (Rupp et al. 2017). Dies geschah auf Grundlage eines Rechenmodells des IÖW, mit dem Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den

Einsatz von verschiedenen EE-Technologien sowie der gekoppelten stofflich-energetischen Nutzung von Biomasse generiert werden, berechnet werden können (Hirschl et al. 2010, Heinbach et al. 2014 und Hirschl et al. 2015). Neben den Beschäftigungseffekten, die für jeden Wertschöpfungsschritt in Form von Vollzeitarbeitsplätzen ausgewiesen werden, lassen sich aus den Kostenstrukturen der einzelnen Wertschöpfungsketten die relevanten Wertschöpfungskomponenten ermitteln, die in der Summe die kommunale Wertschöpfung ergeben. Im Rahmen der Begleitforschung hat das IÖW drei ausgewählte Bioenergieregionen (Bodensee, Mecklenburgische Seenplatte und Mittelhessen) und die Jahre 2009, 2012 sowie eine Voraus- und Nachschau für das Jahr 2015 untersucht. Quantifiziert wurden u. a. die Wertschöpfungseffekte, die direkt mit der Herstellung, Planung, Errichtung und dem Betrieb der Bioenergieanlagen sowie der Bereitstellung energetisch nutzbarer Biomasse verbunden waren. Abbildung 5 zeigt die Ergebnisse differenziert nach Technologiebereichen, Abbildung 6 nach Wertschöpfungsstufen.

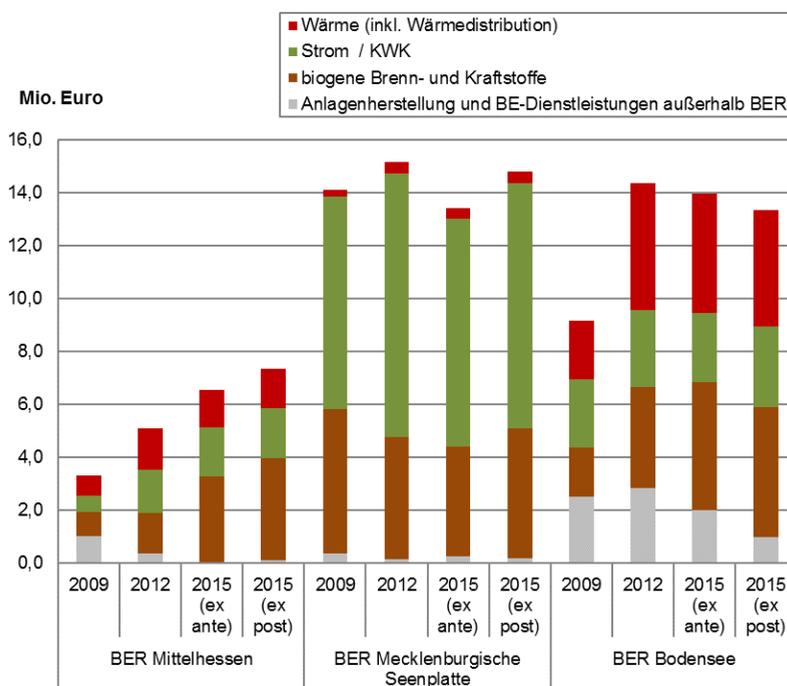


Abb. 5: Direkte regionale Wertschöpfungseffekte 2009 bis 2015 nach Technologiebereichen in den drei ausgewählten Bioenergieregionen (Rupp et al. 2017, S. 88)

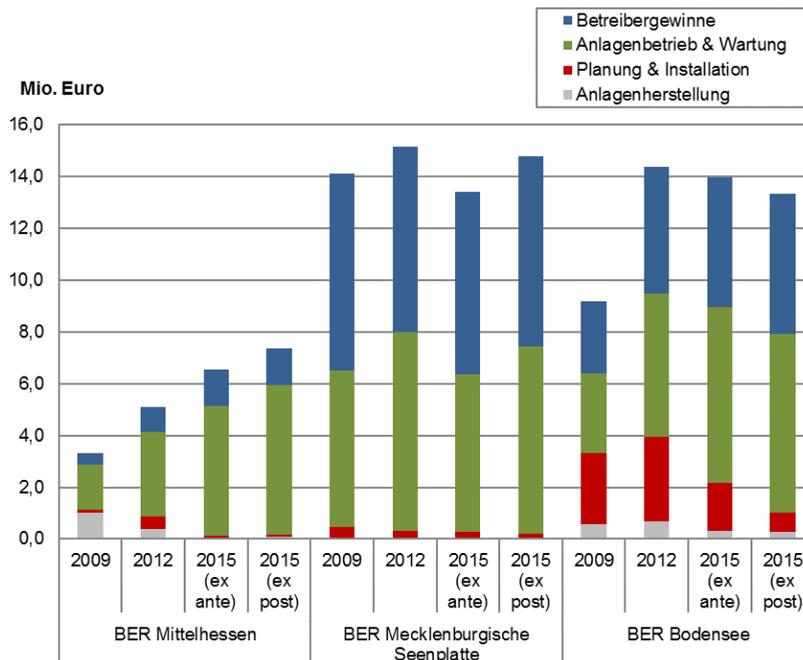


Abb. 6: Direkte regionale Wertschöpfungseffekte 2009 bis 2015 nach Wertschöpfungsstufen in den drei ausgewählten Bioenergieregionen (Rupp et al. 2017, S. 89)

Die Ergebnisse zeigen, dass die Bioenergienutzung in allen drei Regionen einen signifikanten Beitrag zur Wertschöpfung sowie zur Sicherung und Schaffung von Beschäftigung leistet. Die rückläufige Entwicklung der Wertschöpfung in zwei Regionen ist zum einen auf Änderungen bei dem Förderinstrument EEG und der Biokraftstoffpolitik zurückzuführen. Aber auch eine zunehmende Ausschöpfung der regionalen Rohstoffpotenziale begrenzte den weiteren Zubau an Bioenergieanlagen. Mit Blick auf den Ausbau von Biogasanlagen konnte dieser Effekt in den Bioenergieregionen Bodensee und Mecklenburgische Seenplatte beobachtet werden. Die schlechteren Absatzbedingungen für Biogasanlagen am deutschen Markt durch die Novellierung des EEG waren vor allem in der Bioenergieregion Mittelhessen ein zentraler Grund für den Rückgang der Wertschöpfung bei Herstellern im Bereich Biogas.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass sowohl der Strom- als auch der Verkehrsbereich maßgeblich von der Ausgestaltung der nationalen und auch europäischen Rahmenbedingungen beeinflusst ist. Demgegenüber sind die Aktivitäten im Bereich Wärme deutlich weniger durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen auf nationaler bzw. EU-Ebene betroffen. Dadurch spielen Einflussfaktoren auf regionaler Ebene eine größere Rolle. Dies zeigte eine Analyse der zentralen Erfolgsfaktoren für das Zustandekommen der Bioenergieanlagen in den drei Bioenergieregionen. Wesentlich für die erfolgreiche Umsetzung

und die Steigerung der regionalen Wertschöpfung vor Ort waren dabei u. a. die Zusammenführung von Bedarfen und Potenzialen sowie die Einbindung regionaler Promotoren, ortsansässiger Unternehmen und von Bürger/innen bei der Planung, Installation, dem Betrieb und der Finanzierung der Bioenergieanlagen.

Generell ist bei allen Biomassewertschöpfungsketten – im Unterschied zu beispielsweise Wind- und Solarenergie – mit Blick auf die in Deutschland im Grundsatz immer gegebene Flächen- und Nutzungskonkurrenz die Frage der Nettoeffekte, d. h. der Zusätzlichkeit der regionalökonomischen Effekte zu stellen. Zum einen werden möglicherweise weniger ertragreiche Biomassenutzungen ersetzt, zum anderen werden ggf. lokal vorhandene, fossil basierte Wertschöpfungsketten verdrängt. In der Folge kann es so zu einer Minderung der durch die EE-Nutzung und/oder Bioökonomie erzielten positiven regionalökonomischen Effekte kommen. Bei der Energieerzeugung betrifft dies bezogen auf die regionale Ebene insbesondere den Wärmebereich und den Handel mit Brennstoffen. Der Strombereich ist aufgrund der überwiegend überregionalen Energieerzeugung konventioneller Kraftwerke weniger betroffen.

Entstehen – wie insbesondere bei der ländlichen Bioökonomie intendiert – hingegen zusätzliche bzw. spezialisierte Verarbeitungskapazitäten oder werden bisher ungenutzte Biomassen einer Nutzung zugeführt, so werden zusätzliche Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in der Region erzielt ohne vorhandene Wirtschaftsstrukturen zu beeinträchtigen – gleichzusetzen mit einer echten Steigerung der regionalen Wirtschaftsleistung.

5 Fazit

Erneuerbare Energien und die Bioökonomie haben bisher bereits signifikante Anteile an der Wertschöpfung im ländlichen Raum geschaffen und Beschäftigung gesichert bzw. einen Beschäftigungsrückgang zumindest abgemildert. Beide Bereiche haben auch weiterhin ein hohes regionalökonomisches Potenzial für den ländlichen Raum. Allein der Ausbau erneuerbarer Energien und der Aufbau von Bioökonomie-Ansätzen führt jedoch nicht per se zu regionaler Wertschöpfung und Beschäftigung. Wie die Ausführungen in diesem Artikel gezeigt haben, ist die Beteiligung regionaler Akteure an der Investition sowie regional ansässiger Unternehmen an der Umsetzung und dem Betrieb der Anlagen eine zentrale Voraussetzung für regionalökonomische Effekte. Dies erfordert zunächst ein Bewusstsein für diese Zusammenhänge und das Engagement regionaler Akteure aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Aber auch einen entsprechend ausgestalteten politischen Rahmen. Im Bereich der Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen wird es beispielsweise aufgrund zunehmender Akzeptanzprobleme und Flächenknappheit notwendig sein, dass beide Probleme durch verbesserte Rahmenbedingungen adressiert werden.

Eine Verpflichtung zur finanziellen Beteiligung von Kommunen an vor Ort installierten EE-Anlagen erscheint hier ebenso erforderlich wie angepasste Genehmigungsprozeduren und verteilte Flächenziele.

Bei der Bioenergie – insbesondere bei den Biogasanlagen – ist aufgrund der Refokussierung auf Rest- und Abfallstoffe ein weiterer Zubau begrenzt, dennoch können die Anlagen auch in Zukunft eine Rolle als flexible Partner im Strom- und Wärmesystem spielen. Hiervon sind jedoch eher stabilisierende, denn zusätzliche regionalökonomische Effekte zu erwarten.

Einen großen Schub kann eine verstärkte Förderung bzw. verbesserte Rahmenbedingungen für Eigenverbrauch mit sich bringen. Hierdurch können auch weitere Komponenten aus den Bereichen der Flexibilitätsoptionen und Speicherung von Energie im ländlichen Raum für zusätzliche Wertschöpfung sorgen. Auch hier ist ein Bezug zur Akzeptanz gegeben, wenn die potenziell vermehrt abgeregelten EE-Anlagen im ländlichen Raum durch geeignete Flexibilitäten genutzt werden.

Im weiten Feld der Bioökonomie ist zunächst die Perspektive des ländlichen Raums, seiner Bedürfnisse und der Potenziale auf politischer Ebene und im gesellschaftlichen Diskurs zu stärken. Eine ländliche Bioökonomie kann wertvolle Beiträge zur Stabilisierung insbesondere strukturschwacher ländlicher Räume leisten. Insbesondere durch eine verstärkte effiziente Nutzung von Biomasse und biogenen Rest- und Abfallstoffen lassen sich eine Vielzahl von Anwendungen und Innovationen erschließen. Für ein politisch unterstütztes Heben von diesen Potenzialen ist eine Charakterisierung der Regionen sinnvoll (z.B. Grünland-, Ackerbau-, Biogasregionen), verschnitten mit einer Analyse der spezifischen regionalen Wirtschaftsstruktur der einzelnen ländlichen Räume.

Wichtig für die Frage der Erschließung von Wertschöpfungspotenzialen durch erneuerbare Energien und Bioökonomie im ländlichen Raum werden in Zukunft zudem die Entwicklungen bzw. Aushandlungen in folgenden Bereichen sein: eine adäquate Bepreisung der konkurrierenden Energieerzeugung und Produktherstellung aus fossilen Rohstoffen; die verstärkte Aufwertung bzw. monetäre Würdigung von Ökosystemdienstleistungen, die z.B. die Biodiversität oder Bodengüte erhöhen, sowie eine mögliche Lenkung größerer Biomasseströme zur Produktion von z.B. biogenen Kraftstoffen oder negativer Nettoemissionsbeiträge.

Der Beitrag zeigt, dass sowohl bei erneuerbaren Energien aber auch bioökonomischen Wertschöpfungsketten Potenziale für regionalökonomische Effekte im ländlichen Raum gegeben sind. Die Hebung dieser Potenziale wird jedoch in keinem Bereich ein Selbstläufer sein. Dieses Dilemma sollte von allen Interessengruppen des ländlichen Raums, sowie denen, die Sorge um steigende Kosten für Strukturwandelmaßnahmen haben, proaktiv aufgegriffen und gestaltet werden. Dafür bedarf es zur Akzeptanzbeschaffung auch der Entwicklung von passenden Geschäfts- und Finanzierungsmodellen.

Literatur

- AEE (Agentur für Erneuerbare Energien) (2018): Bürgerenergie bleibt Schlüssel für erfolgreiche Energiewende. <https://www.unendlich-viel-energie.de/buergerenergie-bleibt-schlues-sel-fuer-erfolgreiche-energiewende>, Zugriff am 26.06.2019
- AEE (Agentur für Erneuerbare Energien) (2017): Investitionen in Erneuerbare Energien auf dem Land legen leicht zu. <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/wirtschaft/investitionen-in-erneuerbare-energien-auf-dem-land-legen-leicht-zu>, Zugriff am 26.06.2019
- Aretz, A.; Heinbach, K.; Hirschl, B.; Rupp, J. (2013): Hintergrundmaterial zum Thema Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Ausbau erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag von Greenpeace Deutschland, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Berlin
- Arnold, K.; Geibler, J.v.; Bienge, K.; Stachura, C.; Borbonus, S.; Kristof, K. (2009): Kaskadennutzung von nachwachsenden Rohstoffen: Ein Konzept zur Verbesserung der Rohstoffeffizienz und Optimierung der Landnutzung. Wuppertal Papers Nr. 180. Wuppertal
- Bioökonomierat (2019): Bioökonomierat - Was ist Bioökonomie? Bioökonomierat. <http://biooekonomierat.de/biooekonomie.html>, Zugriff am 16.01.2019
- BMEL (Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft) (2014): Nationale Politikstrategie Bioökonomie – Nachwachsende Ressourcen und biotechnologische Verfahren als Basis für Ernährung, Industrie und Energie. Berlin
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2019): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2018. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Entwicklung/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland.html, Zugriff am 02.07.2019
- Efken, J.; Banse, M.; Rothe, A.; Dieter, M.; Dirksmeyer, W.; Ebeling, M.; Fluck, K.; Hansen, H.; Kreins, P.; Seintsch, B.; Schweinle, J.; Strohm, K.; Weimar, H. (2012): Volkswirtschaftliche Bedeutung der biobasierten Wirtschaft in Deutschland. Arbeitsberichte aus der vTI-Agrarökonomie 07/2012, Braunschweig
- Europäische Kommission (Hrsg.) (2012): Innovating for sustainable growth: a bioeconomy for Europe, Luxembourg, Publ. Off. of the Europ. Union, p. 10
- Europäische Kommission (2018): Eine nachhaltige Bioökonomie für Europa. Stärkung der Verbindungen zwischen Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt. Luxembourg, S. 2, <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2018/DE/COM-2018-673-F1-DE-MAIN-PART-1.PDF>, Zugriff am 16.01.2019
- Hackfort, S. K. (2016): Bioökonomie. In: Wörterbuch Klimadebatte, Hg. v. Sybille Bauriedl. Edition Kulturwissenschaft Band 82. Bielefeld, transcript, S. 37–42
- Heinbach, K.; Aretz, A.; Hirschl, B.; Prahl, A.; Salecki, S. (2014): Renewable Energies and Their Impact on Local Value Added and Employment. *Energy, Sustainability and Society* 4/1, pp. 1–10
- Hemmerling, U.; Pascher, P.; Rukwied, J. (2016): Situationsbericht 2016/17: Trends und Fakten zur Landwirtschaft. Berlin, Deutscher Bauernverband e.V., S. 16
- Hirschl, B.; Aretz, A.; Prahl, A.; Böther, T.; Heinbach, K.; Pick, D.; Funcke, S. (2010): Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Studie in Kooperation mit dem ZEE im Auftrag der AEE. Schriftenreihe des IÖW 196/10

- Hirschl, B.; Heinbach, K.; Prahl, A.; Salecki, S.; Schröder, A.; Aretz, A.; Weiß, J. (2015): Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Ermittlung der Effekte auf Länder- und Bundesebene. Schriftenreihe des IÖW 210/15
- Hüsing, B.; Kulicke, M.; Wydra, S.; Stahlecker, T.; Aichinger, H.; Meyer, N. (2017): Evaluati-on der „Nationalen Forschungsstrategie BioÖkonomie 2030“. Abschlussbericht, Karlsruhe, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, S. 299
- IÖW (Institut für ökologische Wirtschaftsforschung) (2019): Potenzialfelder einer ländlichen Bioökonomie. https://www.ioew.de/projekt/potenzialfelder_einer_laendlichen_biooekonomie/, Zugriff am 02.07.2019
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2018): Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty
- Klepper, G.; Thrän, D. (2019): Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klima-politik. Potenziale – Technologien – Zielkonflikte. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, München
- Kunze, S. (2017): Partizipation der Städte und Gemeinden an der Wertschöpfung aus erneuer-baren Energien und bundeseinheitliche Netzentgelte. Anhörung der Enquete-Kommission 6/1 am 06.10.2017
- Rave, T. (2016): Der Ausbau Erneuerbarer Energien im Föderalismus und Mehrebenensystem – Neoklassische und neoinstitutionalistische Perspektiven. ENERGIO Working Paper Nr. 8, S. 23, 36
- Rupp, J.; Heinbach, K.; Aretz, A.; Schröder, A. (2017): Ermittlung der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in drei ausgewählten Bioenergie-Regionen. Gefördert durch das BMEL über seinen Projektträger, die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). Schriftenreihe des IÖW 214/17
- Schaudwet, C. (2019): Windenergie wird zum Reizthema im Wahlkampf. Tagesspiegel Back-ground Energie & Klima
- Statistisches Bundesamt (2018a): Landwirtschaftliche Betriebe – Betriebsgrößenstruktur landwirtschaftlicher Betriebe nach Bundesländern. Destatis - Statistisches Bundesamt. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/LandForstwirtschaftFischerei/LandwirtschaftlicheBetriebe/Tabellen/BetriebsgroessenstrukturLandwirtschaftlicheBe-triebe.html>, Zugriff am 16.01.2019
- Statistisches Bundesamt (2018b): Statistisches Jahrbuch Arbeitsmarkt. S. 359, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/LandForstwirtschaftFischerei/Flaechen-nutzung/Flaechennutzung.html>, Zugriff am 16.01.2019

Konsistente Förderung regenerativer Energien durch eine Ausweitung des europäischen Emissionshandels

GERNOT KLEPPER, MALTE WINKLER

1 Hintergrund

Die Herausforderung, die Erderwärmung in diesem Jahrhundert auf unter 2 Grad zu begrenzen, erfordert eine drastische Begrenzung aller Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) und einen damit verbundenen Umbau des Energiesystems. Bisher wurde in Deutschland diese Energiewende mit der spezifischen Förderung alternativer Energieträger, insbesondere der Wind- und Solarenergie, aber auch bei Biokraftstoffen von staatlicher Seite unterstützt. Daneben wurde das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) für die Europäische Union (EU) eingeführt, das aber nur knapp die Hälfte der in der EU verursachten CO₂-Emissionen kontrolliert und die meisten Nicht-CO₂-Emissionen nicht erfasst.

2 Konsistente Förderung durch einheitliche Preise für Emissionen von Treibhausgasen

Das heutige klimapolitische Instrumentarium kann vereinfacht so charakterisiert werden: Es kombiniert Preise für Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) aus großen Verbrennungsanlagen durch das EU-ETS mit einer Vielzahl verschiedener Unterstützungsmaßnahmen für erneuerbare Energien. Dies sind Einspeisevergütungen für erneuerbaren Strom aus unterschiedlichen Quellen mit unterschiedlichen Vergütungssätzen, mit Quotenregelungen bei Kraftstoffen, mit Investitionsbeihilfen im Wärmemarkt und vielen anderen Regelungen. Gleichzeitig werden Emissionen verursachende Energieträger subventioniert, wie dies im Fall der Steuerbefreiung von Kerosin oder bei der Absenkung der Mineralölsteuer für Dieselkraftstoff geschieht. Und schließlich wird eine Vielzahl von Emissionen überhaupt nicht kontrolliert. Tabelle 1 illustriert eine Abschätzung, wie sich die Hälfte der nicht mit Emissionspreisen belegten THG-Emissionen in der Europäischen Union (EU) auf die verschiedenen Sektoren verteilt. Dabei wird schon deutlich, dass die Sektoren Verkehr und Wärme den größten Anteil der nicht unter das EU-ETS fallenden THG-Emissionen ausmachen.

Tab. 1: Sektoren mit den höchsten Nicht-ETS-Emissionen in der EU (eigene Berechnung auf Basis von UNFCCC (2017), Eurostat (2017) und BMU (2015))

Sektor	Nicht-ETS-Emissionen ¹⁾	Anteil Nicht-ETS-Emissionen an Gesamtemissionen des jeweiligen Sektors in %	Gesamte THG-Emissionen ¹⁾
Straßenverkehr	905.589	92	981.669
Haushalte	595.486	71	842.696
Verdauungsprozesse	192.227	100	192.227
Dienstleistungen	176.954	48	372.423
Landwirtschaftliche Feldemissionen	163.438	100	163.438

¹⁾ Kilotonnen CO₂-Äquivalente.

Ein wirtschaftlich effizientes und konsistentes Instrumentarium des Klimaschutzes erfordert als Grundlage, dass Emittenten von THGs einen Anreiz erhalten, diese möglichst gering zu halten und zu alternativen Formen der Energienutzung zu greifen. Das beste Anreizsystem ist aus Sicht der Wirtschaftswissenschaften ein Preis auf Emissionen, der den Wirtschaftsakteuren die Wahl der Vermeidungsmaßnahmen frei lässt, und der gleichzeitig Wettbewerbsgleichheit zwischen emissionsarmen und emissionsintensiven Wirtschaftsaktivitäten herstellt. Dafür müssten alle THG-Emissionen mit dem gleichen Preis pro Einheit Emission in CO₂-Äquivalenten belegt werden. Die Berechnung in CO₂-Äquivalenten stellt sicher, dass der Treibhauseffekt der verschiedenen Gase berücksichtigt wird. Dieses System könnte dann durch spezielle Fördermaßnahmen für die Entwicklung und Markteinführung neuer Energietechnologien ergänzt werden.

Die Effizienzvorteile eines solchen Systems liegen darin, dass die THG-Vermeidungsmaßnahmen dort durchgeführt werden, wo sie mit den geringsten Vermeidungskosten verbunden sind. Dies ist in der Regel bei den heute eingesetzten Maßnahmen außerhalb des EU-ETS nicht der Fall. Mit welchem Instrument die Preisanreize gesetzt werden, ist dabei nicht entscheidend. Dies kann durch eine CO₂-Abgabe auf jede emittierte Einheit in einem Produktions- oder Konsumprozess erfolgen oder mittels eines Emissionshandelssystems analog zu dem EU-ETS.

3 Die Rolle regenerativer Energien

Regenerative Energien stellen neben einer effizienteren Energienutzung die wichtigsten Optionen dar, die Energiewende und die im Abkommen von Paris sowie in den Klimazielen der Bundesregierung und der EU festgelegten Reduktionen von THGs zu erreichen. Dabei spielt die Bioenergie eine tragende Rolle, da sie in Deutschland die Mehrzahl der regenerativen Energieträger bereitstellt (DBFZ 2017, BLE 2017).

Allerdings ist die Erzeugung und Nutzung von Bioenergie auch nicht frei von Emissionen. Bei der Erzeugung von Biomasse für energetische Nutzung entstehen THG-Emissionen. Insbesondere an den Nicht-CO₂-Emissionen Methan und Lachgas ist die Landwirtschaft und damit auch die Bioenergieerzeugung beteiligt (UBA 2014a). Tabelle 2 zeigt zwar, dass die Emissionen aus Landnutzungsänderungen innerhalb der EU gering sind, dies gilt aber nicht in gleichem Maße für die Importe von Biomasse, bei denen die Ausweitung von Agrarflächen und die damit oft einhergehende Entwaldung mit großen Emissionen verbunden sein können. Dies spielt bei dem Design eines einheitlichen Regulierungssystems für THG-Emissionen eine wichtige Rolle, wie unten gezeigt wird.

Tab. 2: Anteile der Nicht-CO₂-Emissionen an den Gesamtemissionen der EU¹⁾ nach UNFCCC (2017)

Sektor	Einheit	CH ₄	N ₂ O	HFC
Energie	%	2,2	0,7	-
Industrie	%	0,0	0,3	2,7
Landwirtschaft	%	6,0	4,6	-
Landnutzungsänderung	%	0,1	0,3	-
Abfall	%	3,1	0,3	-

¹⁾ Die anderen THGs haben insgesamt einen Anteil von unter 0,5 %.

Die Diskussion um die Förderung von Biokraftstoffen bezieht sich häufig auf den Konflikt um Teller oder Tank, sie beinhaltet aber auch die Kritik an der tatsächlichen Treibhausgasbilanz der Biokraftstoffe, insbesondere wenn die Rohstoffe dafür importiert worden sind. Eine weitere Debatte entsteht gegenwärtig durch die These von „der Kohlenstoffschuld“ bei der Nutzung von Holz in der Energienutzung. Die Rolle der regenerativen Energien ist also nicht einfach in einem klimapolitischen Instrument wie einer CO₂-Steuer oder einem Emissionshandelssystem darzustellen, indem alle erneuerbaren Energien als klimaneutral angesehen werden und damit keine Belastung durch klimapolitische Instrumente erfahren. Die Bioenergie ist vielmehr sowohl Verursacher als auch „Einsparer“ von THGs, und beide Aspekte müssen in einem konsistenten Fördersystem berücksichtigt werden, um zu den tatsächlichen Nettoeinsparungen zu kommen.

4 Einführung einer CO₂-Steuer oder Ausweitung des EU-ETS

Die beiden Möglichkeiten, einen einheitlichen Preis für THG-Emissionen einzuführen, sind eine CO₂-Steuer bzw. -Abgabe oder ein Emissionshandelssystem. Bei einer CO₂-Steuer legt die regulierende Behörde einen Preis für alle THG-Emissionen fest. Die Emittenten werden nach den Mengen besteuert. Bei einem Emissionshandelssystem wird die insgesamt in Deutschland oder der EU erlaubte Menge an Emissionen festgelegt. Die Emittenten müssen dann für ihre Emissionen entsprechende Emissionsrechte vorlegen, die versteigert oder zugeteilt werden. In diesem Prozess entsteht ein Preis für Emissionsrechte. Bei gleichen Emissionsmengen entsteht Gleichheit zwischen Steuersatz oder Emissionszertifikatpreis. Beide Systeme führen also im Prinzip zu dem gleichen Ergebnis.

Heute ist die Hälfte der europäischen Emissionen im EU-ETS erfasst. Es wäre also naheliegend, dieses System auf alle THG-Emissionen auszuweiten. Allerdings ist dazu ein Konsens innerhalb der EU insgesamt nötig. Deshalb haben einige Mitgliedsstaaten eine nationale CO₂-Steuer eingeführt, um schneller Anreize für die Energiewende zu setzen und die nicht von dem EU-ETS erfassten Emissionen mit einem CO₂-Preis zu belegen. Für einen gesamtwirtschaftlich effizienten Klimaschutz müssten dieser CO₂-Preis immer an die Preise im EU-ETS angepasst werden. Insofern wäre es hilfreicher, mittel- und langfristig auf eine Ausweitung des EU-ETS auf alle THG-Emissionen zu setzen. Dies würde auch den administrativen Aufwand reduzieren, wenn nicht zwei Systeme parallel geführt werden müssen.

5 Umsetzungsoptionen eines Emissionshandels für alle THGs¹

Bisher werden durch das EU-ETS alle Verbrennungsanlagen über einer 20-MW-Leistung mit Preisen für ihre Emissionen belegt. Die Einbeziehung der restlichen Emissionen betrifft überwiegend den Transportsektor, den Wärmebereich sowie die Nicht-CO₂-Emissionen, die zu einem nicht geringen Teil durch die Landwirtschaft verursacht werden. All diese Bereiche stellen für die Integration Herausforderungen, da es nicht mehr um große Verbrennungsanlagen geht, sondern um Kleinanlagen, wie beim Hausbrand, um mobile Anlagen, wie im Transportsektor, und um diffuse Emissionsquellen bei vielen Nicht-CO₂-Emissionen (UBA 2014b).

¹ Die folgenden Ausführungen basieren auf der Studie Klepper et al. (2019) im Auftrag der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR).

Der Ansatz, die Zertifikatpflicht direkt an der Emissionsquelle anzusiedeln, muss deshalb aufgegeben werden, da eine so große Zahl an Emittenten nicht einzeln in ein Emissionshandelssystem integriert werden kann. Stattdessen werden Lieferanten von fossilen Brennstoffen beziehungsweise indirekte Verursacher zum Halten von Zertifikaten verpflichtet. Dabei muss sichergestellt werden, dass die tatsächlich stattfindenden Emissionen direkt proportional zu den im Emissionshandel erfassten Stoffströmen sind. Dies ist in den meisten Fällen möglich.

Im Wärmemarkt werden Heizöl, Erdgas sowie erneuerbare Energien eingesetzt. Alle Emissionsquellen können auf einer Vorstufe der Emissionen erfasst und zielgenau zugeordnet werden. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Optionen auf dem Wärmemarkt. Die Zertifikatpflicht auf der Handelsebene führt dazu, dass die Zertifikatpreise an den Endkunden und tatsächlichen Emittenten weitergegeben werden und dort die nötigen Anreize für einen sparsamen Umgang mit den durch den Verbrauch verursachten Emissionen entstehen.

Tab. 3: Optionen für die Integration des Wärmemarkts in den Emissionshandel

	Option 1	Option 2	Kommentar
Wärmemarkt			
Heizöl	Raffinerien sind im Umfang ihrer Heizölverkäufe zertifikatpflichtig.	Heizölhändler sind zertifikatpflichtig.	Zertifikatpreise werden an den Endkunden weitergegeben.
Erdgas	Überregionale Ferngasunternehmen sind für die Verkäufe an regionale und örtliche Gasversorger zertifikatpflichtig.	Regionale Ferngasunternehmen bzw. örtliche Gasversorger sind zertifikatpflichtig.	Zertifikatpreise werden an den Endkunden weitergegeben.
Erneuerbare Energien			
Wind Solar Holzbasiert	Es werden alle als frei von THG-Emissionen deklariert.		Mit Ausnahme von Holzpellets vernachlässigbare THG-Emissionen aufgrund der Systemgrenzen.

Der Transportsektor verbraucht hauptsächlich Benzin und Dieselmotorkraftstoff, für den es präzise Emissionskoeffizienten gibt. Die verschiedenen Transportarten im Straßen-, Schienen- und Luftverkehr werden allerdings unterschiedlich behandelt werden müssen. Besonders der internationale Luftverkehr wird durch die ICAO reguliert, sodass die Integration in das EU-ETS erst nach einer endgültigen Regelung der Luftverkehrsemissionen in der ICAO möglich ist.

Tab. 4: Optionen für die Integration des Transportsektors in den Emissionshandel

	Option 1	Option 2	Kommentar
Straßenverkehr			
fossile Kraftstoffe	Raffinerien sind im Umfang ihrer Verkäufe von Benzin und Diesel zertifikatpflichtig.	Tankstellenbetreiber sind zertifikatpflichtig.	THG-Emissionen der Fahrzeuge sind mit Emissionskoeffizienten präzise berechenbar.
Biokraftstoffe	Raffinerien berücksichtigen die THG-Bilanz der im Kraftstoffmix eingesetzten Biokraftstoffe.	Tankstellenbetreiber berücksichtigen die THG-Bilanz der nach der RED in Kraftstoffmix eingesetzten Biokraftstoffe.	THG-Bilanz schon im Rahmen der Zertifizierung nach RED vorhanden.
Schienenverkehr	Bahnbetreiber für Dieselloks nach Dieserverbrauch		Elektrischer Schienenverkehr ist schon im EU-ETS.
Luftverkehr	Keine zusätzliche Regelung nötig.		Innereuropäische Flüge sind schon im EU-ETS. Internationale Flüge werden von der ICAO reguliert.
Seeverkehr	Binnenschifffahrt: Mineralölhändler für Verkäufe zertifikatpflichtig; Hochseeschifffahrt: wird durch IMO reguliert.		

Die Nicht-CO₂-Emissionen stellen eine besondere Herausforderung dar, da sie häufig nicht präzise messbar sind, keine direkte Zurechnung zu vorgelagerten Wertschöpfungsstufen zulassen und die Ursache-Wirkungs-Ketten nicht immer klar sind. Tabelle 5 fasst die Optionen für die wichtigsten Nicht-CO₂-Emissionen zusammen.

Tab. 5: Optionen für die Integration von Nicht-CO₂-Emissionen in den Emissionshandel

	Option 1	Option 2	Kommentar
Methan			
Landwirtschaft	Landwirtschaftlicher Betrieb, aber Zertifikathandel bei Verwaltung	Landwirtschaftliche Verwaltung	Die Zertifikatpflicht und der Zertifikathandel wäre für Betriebe häufig zu aufwändig.
Deponiegase	Abfallhalden und Klärwerke sind jeweils zertifikatpflichtig; anlagenbezogene Emissionsberechnung.	Abfallhalden und Klärwerke sind jeweils zertifikatpflichtig; Emissionsberechnung mittels Standardwerten.	Bei Option 2 gibt es keine Anreizwirkung zur Emissionskontrolle.
Lagerung und Transport	Anpassung der Emissionskoeffizienten großer Verbrennungsanlagen um Lager- und Transportemissionen.		Individuelle Emissionsberechnung kann als Option angeboten werden, ansonsten Standardwerte.
Flüchtige Emissionen der Gasnetze	Zertifikatpflicht für Netzbetreiber		Identifizierung und Messung von Leckagen wird in absehbarer Zeit technisch möglich sein.
Verbrennungsemissionen	Flüchtige Emissionen durch Anpassung der Emissionskoeffizienten von Heizöl und Erdgas erfassen.		
Lachgas (N ₂ O)	Nur Landwirtschaft ist zertifikatpflichtig, wie bei Methan.	Landwirtschaftliche Lachgasemissionen nicht zertifikatpflichtig machen.	Im Industriebereich teilweise schon im EU-ETS, restliche industrielle Emissionen geringfügig
HFCs	Hersteller oder Kältemittelnutzer	Keine Erfassung der Emissionen.	Kaum präzise Zurechnung der Emissionen möglich.

Insgesamt zeigt sich, dass die durch fossile Brennstoffe verursachten CO₂-Emissionen auch für kleine und mobile Emissionsquellen problemlos in ein Emissionshandelssystem integriert werden können. Bei den Nicht-CO₂-Emissionen ist dies etwas schwieriger und nicht mit der gleichen Präzision zu erreichen. Dennoch sind die meisten Emissionen ausreichend erfassbar, um sie in den Emissionshandel integrieren zu können.

6 Zusammenfassung

Die Klimaziele der EU und die für deren Erreichen notwendige Energiewende erfordern Anreize für einen sparsamen Umgang mit fossilen Brennstoffen und gleichzeitig eine Förderung der weiteren Entwicklung und Verbreitung erneuerbarer Energieträger. Die Bepreisung von THG-Emissionen ist dafür ein konsistenter Weg, da sie fossile Energieträger verteuert und erneuerbare damit automatisch gegenüber den fossilen vergünstigt. Diese Bepreisung kann entweder durch eine CO₂-Steuer oder über ein Emissionshandelsystem erreicht werden.

Heute wird in der EU nur etwa die Hälfte aller THG-Emissionen von dem EU-ETS erfasst. Daneben gibt es in manchen Mitgliedsstaaten der EU noch verschiedene CO₂-Steuern sowie eine Vielzahl von Politiken, die erneuerbare Energien mit unterschiedlichen Instrumenten fördern. Mit dieser Vielzahl von Maßnahmen werden die damit verbundenen Ziele nicht immer erreicht, in der Regel in einer gesamtwirtschaftlich nicht effizienten Art und Weise. Ein konsistentes System für die Umsetzung der Energiewende sollte auf ein einheitliches Instrument setzen, das gegebenenfalls durch weitere gezielte Maßnahmen unterstützt wird. Die Integration aller THG-Emissionen in das EU-ETS ist eine mögliche Option, um ein konsistentes Preissystem für THG-Emissionen zu erzeugen.

Eine Analyse der noch nicht von dem EU-ETS erfassten THG-Emissionen zeigt, dass auch kleine, mobile und häufig sogar diffuse Quellen in das EU-ETS integriert werden können und damit die Dynamik der Energiewende beschleunigen könnten.

Literatur

- BLE (Hg.) (2017): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2016. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bonn, https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2016.pdf?__blob=publicationFile&t=3, Zugriff am 05.11.2018
- BMU (Hg.) (2015): Questionnaire on the Implementation of Directive 2003/87/EC. Unter Mitarbeit von Hanna Arnold. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, file:///C:/Arbeit/EU_ETSPPLUS/EU-Emissionen/Questionnaires2015/Deutschland.html, Zugriff am 10.10.2018
- DBFZ (Hg.) (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Leipzig, https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_30.pdf, Zugriff am 08.11.2018
- Eurostat (Hg.) (2017): Energy Balances. <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances>, Zugriff am 10.10.2018

Klepper, G.; Bartosch, S.; Bednarz, L.; Hawighorst, P.; Schierhorn, P.-P.; Söder, M.; Stoll, P.-T.; Wegener, L.; Wilts, H.; Winkler, M (2019): Konsistente Förderung erneuerbarer Energien durch eine Ausweitung des europäischen Emissionshandels (ETSPLUS), gefördert durch die FNR (Förderkennzeichen: 22400716)

UBA (Hg.) (2014a): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013. Dessau-Roßlau (Climate Change, 29/2014), https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_29_2014_schrempf_komplett_10.11.2014.pdf, Zugriff am 12.07.2018

UBA (Hg.) (2014b): Ausweitung des Emissionshandels auf Kleinemittenten im Gebäude- und Verkehrssektor. Gestaltung und Konzepte für einen Policy mix. Dessau-Roßlau (Climate Change, 03/2014), https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_03_2014_komplett_27.3.14.pdf, Zugriff am 23.10.2018

UNFCCC (Hg.) (2017): National Inventory Submissions 2017: EU28. http://unfccc.int/national_reports/annex_i_THG_inventories/national_inventories_submissions/items/10116.php, Zugriff am 10.10.2018

Verwertung von Körnermaisstroh für die Biogaserzeugung

DIANA ANDRADE, JOHANNA BARTH, VASILIS DANDIKAS, FABIAN LICHTI

1 Einleitung

Die Erzeugung der Bioenergie sollte in Zukunft nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittel- und Futterproduktion stehen und unsere Ökosysteme schützen. Dabei kann die energetische Verwertung von Alternativsubstraten wie pflanzliche Reststoffe (Rapsstroh oder Körnermaisstroh) in der Landwirtschaft eine zentrale Rolle spielen. Im EEG 2017 wurde der Einsatz von Mais- und Getreidekörnern bis zum Jahr 2021 auf 44 Masseprozent beschränkt, wodurch Alternativsubstrate an Interesse gewinnen.

Körnermaisstroh als Koppelprodukt besitzt ein hohes Biomassepotenzial und birgt zusätzlich den Vorteil, dass keine zusätzliche Ackerfläche gebraucht wird. Abgeschlossene Untersuchungen an der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) zeigen, dass Körnermaisstroh ein Methanpotenzial von bis zu $321 \text{ L}_N \text{ CH}_4/\text{kg}_{\text{DM}}$ erzielt, was einem Methanertrag von 85 % des Silomais entspricht (Ganal 2018).

Der Substratmix der Biogasanlage kann durch die Verwertung von Körnermaisstroh erweitert werden. Unter bestimmten Betriebsbedingungen kann ein Teil der Silomaisilage zeitweise ersetzt werden. Der Einsatz von Körnermaisstroh als Biogassubstrat ist jedoch derzeit in der Praxis nicht weit verbreitet und befindet sich größtenteils noch im Anfangsstadium. Aspekte wie die notwendige Erntetechnik, die Substratkonservierung und die Vergärbarkeit der Biomasse stehen heute immer noch zur Diskussion. Aktuelle Untersuchungen beschäftigen sich mit den verschiedenen Herausforderungen und wichtigen Aspekten der Körnermaisstrohnutzung ab dem Einbringen in das Silo bis hin zum Verhalten in der Biogasanlage.

2 Definition

Der Begriff „Körnermaisstroh“ bezieht sich auf die Biomasse, welche beim Körnermaisdurchschlag als Restpflanze auf dem Feld verbleibt. Der Biomasse auf dem Feld fehlen ganz oder teilweise die Spindeln oder die Lieschblätter, da sie bei der Ernte von Corn-Cob-Mix (CCM) oder Lieschkolbenschrot zusätzlich geerntet werden. Zusätzlich ist Körnermaisstroh nicht als Einstreumaterial oder Tierfutter geeignet, weil es i. d. R. einen sehr hohen Besatz an Pilzen und Hefen aufweist.

3 Ernteverfahren

Heutzutage sind verschiedene Ernteverfahren in Deutschland verfügbar. Die Ernteverfahren zur Körnermaisstrohbergung können zwischen ein- oder mehrphasigen Verfahren aufgeteilt werden. In Abbildung 1 sind die verschiedenen Verfahren zusammen dargestellt. Die Wetterbedingungen und der Standort spielen eine wesentliche Rolle bei der Körnerstrohbergung. Zum Beispiel bei nassem und nicht befahrbarem Boden ist die Durchführung vom Körnerdrusch in manchen Jahren nicht möglich. Deshalb sollte je nach Region nicht in jedem Jahr ein Ernterfolg bei Körnermaisstroh eingeplant werden.

In Deutschland werden ausschließlich die mehrphasigen Systeme in der Praxis angewendet (Abbildung 1). Generell sind die Ernteverluste beim Schwaden (ca. 43 %) und Bergen (ca. 8 %) von Körnermaisstroh relativ hoch. Im Durchschnitt kann daher nur rund die Hälfte des potenziell erntbaren Maisstrohs geborgen werden (Ganal et al. 2019). In Abhängigkeit von der Witterung und der Feldliegezeit kann es zu einer starken Nachtrocknung des Maisstrohs kommen, sodass auch TM-Gehalte von 60 % erreicht werden können. Deshalb empfiehlt es sich, das Maisstroh unmittelbar nach dem Maisdrusch zu ernten und längere Feldliegezeiten zu vermeiden. Umso später der Drusch erfolgt und je länger das Stroh nach dem Drusch am Feld liegt, umso weniger Maisstroh kann geerntet werden (Ganal 2018).

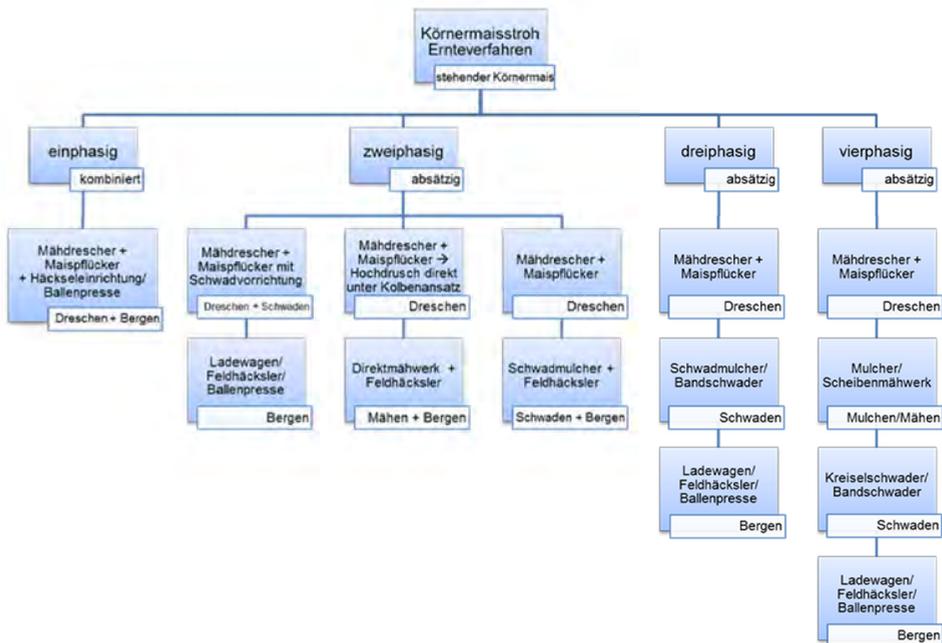


Abb. 1: Ernteverfahren zur Körnermaisstrohbergung (Thurner et al. 2017)

Für die Praxis empfiehlt sich dabei die Verwendung eines Korn-Stroh-Verhältnisses von 1:0,9 anstelle des oftmals verwendeten 1:1-Verhältnisses, um eine Überschätzung des potenziell erntbaren Maisstrohs (und damit auch der Ernterückstände) zu vermeiden. Die erzielten TM-Gehalte des potenziell erntbaren Maisstrohs erreichten Werte von 30 bis 40 % und lagen damit in einem prinzipiell silierfähigen Bereich (Ganal et. al. 2019).

4 Substratkonservierung

Am Institut für Tierernährung und Futterwirtschaft (ITE) wurden in den Jahren 2012 bis 2015 Versuche im Labormaßstab zur Siliereignung von Körnermaisstroh durchgeführt. Diese belegen, dass Maisstroh sicher siliert, wenn ein Sauerstoffabschluss gewährleistet ist. Zudem ist ein Gärsaftanfall aufgrund des hohen TM-Gehalts nicht zu erwarten. Die aerobe Stabilität ist als sehr hoch anzusehen (bis zu 9 Tage) (Ostertag et al. 2016).

Körnermaisstroh siliert unter Sauerstoffabschluss gut und weist sowohl unter Labor- als auch unter Praxisbedingungen eine hohe aerobe Stabilität auf. Bei passender Verdichtung und ausreichendem Vorschub (angelehnt an den Zielwert für Maissilage (im Sommer > 2,5 m, im Winter > 1,5 m)) konnte bisher nicht festgestellt werden, dass die Maisstrohsilagen zur Nacherwärmung neigen (Misthilger et al. 2019).

Für die Silagebereitung muss durch mäßige Lagerungsdichten im Mittel von 121 kg TM/m³ mehr Siloraum zur Verfügung gestellt werden. Durch höhere Radlasten oder dem Einsatz von Pistenraupen kann nach ersten Erkenntnissen mehr Masse auf geringeren Raum gebracht werden. Ein Siliermittelzusatz der Wirkungsrichtung 2 und 6 kann sinnvoll sein, wenn die Verdichtung und/oder die Entnahmebedingungen schwierig sind (Burger et al. 2018).

5 Methanpotenzial

Im Rahmen des Forschungsvorhabens „Körnermaisstroh als Biogassubstrat – Silieverhalten, Arbeitswirtschaft und Vergärbarkeit in der Biogasanlage“ werden Batch- und semi-kontinuierliche Durchflussversuche durchgeführt, um den Einsatz von Körnermaisstroh zur Biogaserzeugung zu überprüfen. Unter Batchbedingungen liegt die Methanausbeute von Körnermaisstroh bei $314 \pm 14 \text{ L}_N \text{ CH}_4/\text{kg}_{\text{TM}}$ (n = 22) (Ganal 2018). Mit einem abgefahrenen Maisstrohertrag von rund 5 t_{TM}/ha ergibt sich ein Methanhektarertrag von ca. 1500 m³/ha.

Verschiedene Ernte- und Verfahrenskonzepte bestätigen, dass rund die Hälfte des anfallenden Maisstrohs geborgen und unter Abzug der Siliiverluste für die Biogas-erzeugung genutzt werden kann. Vier getestete Schwadtechniken wiesen eine geringe Verschmutzung des Erntematerials auf und es wurden keine Unterschiede in der Substratqualität und der Biogasausbeute (im Batch) festgestellt (Dandikas et al. 2018).

Unter Batchbedingungen wurde der Effekt der Körnermaisstrohsilierung auf das Methanpotenzial untersucht. Drei Körnermaisstrohvarianten wurden getestet. Die silierten Varianten wurden im Weckglas siliert. Variante 1: Körnermaisstroh, Variante 2: Körnermaisstrohsilage und Variante 3: Körnermaisstroh mit Zuckerrüben co-siliert. Bei der Variante 3 wurden die zwei Substrate nach der Silierung getrennt und nur die Körnermaisstrohsilage (mit eingesickertem Zuckerrübengärsaft) im Batchtest untersucht. Die Batchuntersuchungen wurden in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 4630 und das VDLUFA-Methodenbuch durchgeführt.

Es wurde kein signifikanter Unterschied zwischen den Varianten für die Biogas- und Methanausbeute im Batchtest festgestellt (Abb. 2). Die Biogas- und Methanausbeute für die getesteten Varianten lag zwischen 609 und 325 L/kg_{oTM}. Ein signifikant höherer CH₄-Gehalt bei der Variante Körnermaisstroh mit Zuckerrüben co-siliert wurde in dem Versuch festgestellt, was eine höhere Methanausbeute (330 ± 10 L/kg_{oTS}) erkennen lässt. Eine mögliche Erklärung für diese Beobachtung ist, dass während der Co-Silierung mit Zuckerrüben Gärstoff von den Fasern des Maistrohs aufgenommen wurde, welcher eine sehr hohe Methanproduktion aufweist (Andrade et al. 2019).

Im Durchflussversuch wurde der Einfluss von Körnermaisstroh und Körnermaisstrohmischungen zur Biogas-erzeugung weiter untersucht. Stehende Durchflussfermenter (28 Liter Arbeitsvolumen) wurden in semi-kontinuierlicher Betriebsweise zur Simulation praxisähnlicher Bedingungen betrieben. Um die Langzeitprozessstabilität zu erfassen, wurde in erster Linie eine Anlagenkonstellation (kleine Biogasanlage nach aktuellem

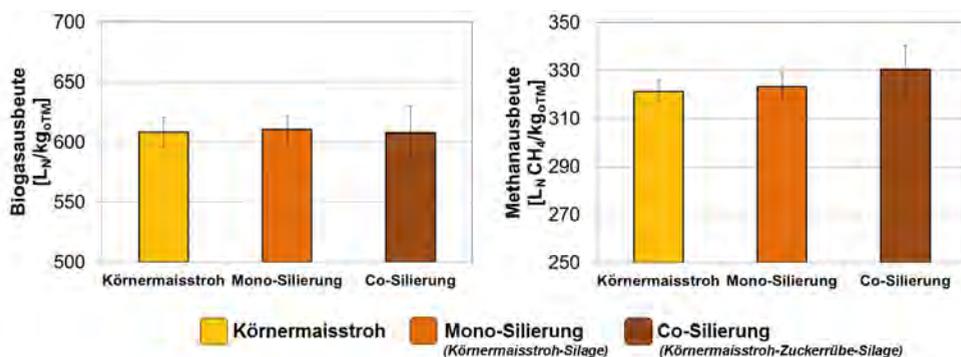


Abb. 2: Biogas- und Methanausbeute (Mittelwerte mit Standardabweichungen) je Variante im Batchtest

EEG mit 80 % Rindergülle und 20 % Mais (jeweils bezogen auf die Frischmasse) ausgewählt, die relevante Praxismodelle in Bayern repräsentiert. Die in den Batchuntersuchungen gemessenen Methanausbeuten von Körnermaisstroh sollen in den Durchflussversuchen verifiziert werden.

Ziel dieser Untersuchung ist der Einsatz von Körnermaisstrohsilage als Ersatz für den Maissilageanteil in der Substratmischung zur Biogaserzeugung. In dieser Versuchsreihe wurde Körnermaisstroh mit Zuckerrüben mit einem Anteil in der Substratmischung von 3 : 1 bezogen auf die Frischmasse zusammen im Versuchsmaßstab einsiliert.

Sechs einstufige Fermenter wurden in Betrieb genommen und mit einer Substratmischung aus Maissilage (20 % FM) und Rindergülle (80 % FM) bei einer Raumbelastung von $2,5 \text{ kg}_{\text{öTM}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$ angefahren. Eine Supplementierung der Spurenelemente wurde durchgeführt, um optimale Bedingungen für den Biogasprozess zu gewährleisten.

Nach Erreichen des Steady State während der Anfahrphase erfolgte die unterschiedliche Substratbeschickung mit den ausgewählten Substratmischungen (Tab. 1) mit Körnermaisstrohsilage in allen Reaktoren am Versuchstag elf. Die Fermenter, bei denen die Maissilage durch Körnermaisstrohsilage oder Körnermaisstroh-Zuckerrüben-Silage ersetzt wurde, zeigten eine Senkung der Methanproduktivität (Abb. 3). Nach einer kurzen Zeit stieg die Methanproduktion bei den Körnermaisstrohsilage-Varianten wieder bis zu einer Methanproduktivität von ca. $0,70 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/(\text{m}^3_{\text{Fermentervolumen}} \cdot \text{d})$ an (Abb. 3). Die Änderung der Methanproduktion bei den Varianten mit Körnermaisstrohsilage deutete auf eine Adaptationsphase der Fermenterbiologie bei der Substratumstellung auf Körnermaisstrohsilage hin. Während dieser Phase gab es eine leichte Steigerung der flüchtigen Fettsäuren bei den Versuchsvarianten mit Körnermaisstrohsilage bis $3,5 \text{ g}_{\text{ESÄ}}/\text{kg}_{\text{FM}}$. Ohne Änderung der organischen Belastung konnten die Fermenter wieder die Prozessstabilität erreichen (Abb. 3). Bis Versuchsende bei einer Raumbelastungsstufe von $4,5 \text{ kg}_{\text{öTM}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$ liefen die Versuchsvarianten stabil ohne Anzeichen einer Hemmung der Methanbildung.

Tab. 1: Substratmischungen im Durchflussversuch

Fermenter	Variante	Maissilage Rindergülle Körnermaisstrohsilage		
		% der täglich zugeführten Frischmasse		
K1	Referenz	20	80	-
K2		20	80	-
K3	Mono-Silierung	-	80	20
K4		-	80	20
K5	Co-Silierung mit Zuckerrüben	-	80	20
K6		-	80	20

Bei der Raumbelastungsstufe $4,5 \text{ kg}_{\text{OTM}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$ erzielte die Referenz eine Methanproduktivität von $1,1 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/(\text{m}^3_{\text{Fermentervolumen}} \cdot \text{d})$. Die Körnermaisstroh-Mono-Silierungsvariante hat ca. 88 % der Methanproduktivität der Referenz mit Maissilage bei der gleichen Raumbelastungsstufe erreicht, was die Ergebnisse der ersten LfL-Untersuchungen im Batchsystem bestätigt. Eine leichte Verbesserung in der Methanproduktivität im Vergleich zur Mono-Silierung ist bei der Betrachtung der Körnermaisstroh-Co-Silierungsvariante mit Zuckerrüben erkennbar. Diese Versuchsvariante erzielte ca. 92 % der Methanproduktivität der Referenz mit Maissilage (Abb. 3). Diese Ergebnisse bestätigen das gemessene Methanpotenzial im Batchtest.

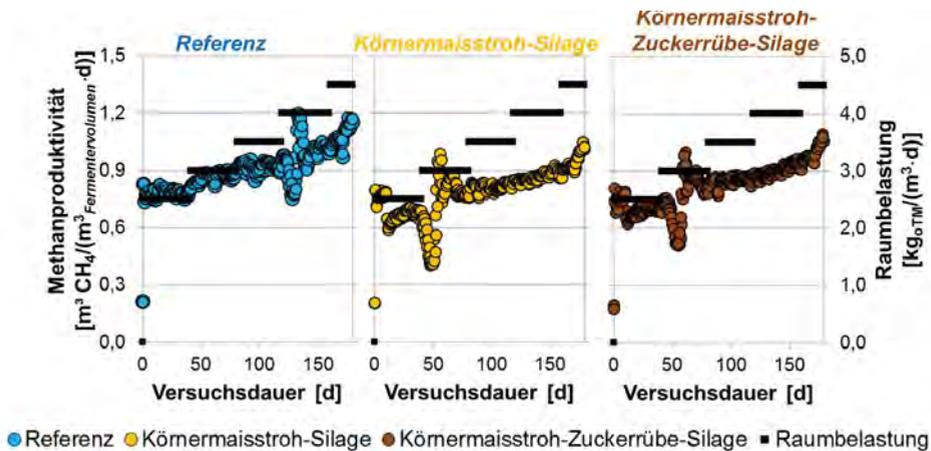


Abb. 3: Methanproduktivität der getesteten Varianten im Durchflussversuch

6 Fazit

Körnermaisstroh weist als Koppelprodukt in der Landwirtschaft ein hohes Potenzial für die Biogasproduktion auf. Trotz großer Ernteverluste können relevante Mengen geerntet werden. Um das pflanzenbaulich vorhandene Potenzial besser auszuschöpfen und somit die Effizienz der Maisstrohnutzung zu erhöhen, sind technologische Optimierungen beim Verfahrensschritt Schwaden am aussichtsreichsten (Ganal et al. 2019). Zusätzlich ist die Qualität des silierten Materials hoch. Körnermaisstroh siliert unter Sauerstoffabschluss gut und weist sowohl unter Labor- als auch unter Praxisbedingungen eine hohe aerobe Stabilität auf.

Die LfL-Untersuchungen bestätigen das hohe Methanpotenzial und eine gute Vergärbarkeit von Körnermaisstroh. Die semi-kontinuierlichen Durchflussversuche zeigten eine stabile und effiziente Umsetzung des Körnermaisstrohs ohne Anzeichen einer Störung im Biogasprozess. Alle Versuchsvarianten liefen stabil und erreichten die erwartete Effizienz im Biogasprozess bis zu einer Raumbelastungsstufe von $4,5 \text{ kg}_{\text{O}_{\text{TM}}}/(\text{m}^3 \cdot \text{d})$. In den Laboruntersuchungen wurden keine negativen Auswirkungen der Körnermaisstrohsilage auf die Fermenterbiologie festgestellt.

Literatur

- Andrade, D.; Dandikas, V.; Bieloch, C.; Lichti, F. (2019): Verbesserung der Vergärbarkeit von Körnermaisstroh als Biogassubstrat. Ergebnisse von Laboruntersuchungen. In: Hg. Institut für Landtechnik und Tierhaltung: Info-Tag Grub „Körnermaisstroh als Biogassubstrat“ 2019 in Grub. LfL-Information, S. 27–34
- Burger, T.; Misthilger, B.; Schneider, M.; Harms, K.; Thurner, S. (2018): Körnermaisstroh – erfolgreich silieren – aber wie? Mais 3, S. 108–111
- Dandikas, V.; Fleischhut, M.; Burger, T.; Eder, J.; Lichti, F.; Thurner, S. (2018): Körnermaisstroh – beeinflussen Schwad- und Erntetechnik die Biogasleistung? Mais 3, S. 112–114
- Ganal, M.; Thurner, S.; Burger, T.; Eder, J. (2019): Sortenversuche und Ernteverfahren zur Körnermaisstrohnutzung. In: Hg. Institut für Landtechnik und Tierhaltung: Info-Tag Grub „Körnermaisstroh als Biogassubstrat“ 2019 in Grub. LfL-Information, S. 7–11
- Ganal, M. (2018): Feldexperimentelle Analysen pflanzenbaulicher und technologischer Potenziale von Körnermaisstroh für die Biogasproduktion. Dissertation am Lehrstuhl für Ökologischen Landbau und Pflanzenbausysteme, Wissenschaftszentrum Weihenstephan, Technische Universität München
- Misthilger, B.; Schneider, M.; Harms, K.; Burger, T.; Thurner, S. (2019): Silierung von Körnermaisstroh. In: Hg. Institut für Landtechnik und Tierhaltung: Info-Tag Grub „Körnermaisstroh als Biogassubstrat“ 2019 in Grub. LfL-Information, S. 13–25
- Ostertag, J.; Fleischhut, M. (2016): Stroh silieren? Untersuchungen zur Siliereignung von Körnermaisstroh. In: Hg. Institut für Landtechnik und Tierhaltung: Körnermaisstroh als Biogassubstrat. LfL-Information, S. 28–35
- Thurner, S.; Fleischhut, M.; Eder, J. (2017): Verfahrenstechnik zum Einsatz von Körnermaisstroh in der Biogaszeugung. In: Ackerbau – technische Lösungen für die Zukunft, Landtechnische Jahrestagung 2017 in Deggendorf, Schriftenreihen der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, S. 51–66

Danksagung

Wir danken dem Bayerischen Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten für die Förderung des Projektes „Körnermaisstroh als Biogassubstrat – Silierverhalten, Arbeitswirtschaft und Vergärbarkeit in der Biogasanlage“ (Förderkennzeichen KS/17/04).

Mist und andere Alternativsubstrate für den Biogasprozess – Hemmnisse, Anforderungen, Chancen

HANS OECHSNER, BENEDIKT HÜLSEMANN

1 Einleitung

Die Veränderungen der politischen Weichenstellung und Abkehr von der sicheren Abnahme von Biogasstrom zu einem relativ komfortablen Preis hin zu einem Ausschreibungsmodell bei Deckelung der maximal möglichen Stromproduktion und der deutlichen Senkung der möglichen Vergütungssätze wird in Kürze gravierende Änderungen im Biogassektor in Deutschland nach sich ziehen. Dies wird außerdem dazu führen, dass eine beachtliche Anzahl der heute gut funktionierenden Biogasanlagen nach Ablauf der 20-jährigen Bindungsfrist vom Markt verschwinden wird; was allerdings diametral zu den immer noch bestehenden politischen Zielen der Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der bundesdeutschen Stromproduktion und dem zentralen Ziel der Einsparung der Emission von klimarelevanten Gasen steht. Zwar wird ein weiterer Ausbau der Photovoltaik- und Windenergie den Anteil erneuerbarer Energien steigern; ohne ein stabilisierendes und ausgleichendes Element wie den Biogasstrom werden sich hier aber gravierende Probleme zeigen.

Für die biogaserzeugenden Betriebe läuft seit einiger Zeit die Suche nach zukünftigen Entwicklungsmöglichkeiten. Hierzu gehört eine Reihe von Forschungsprogrammen, die mögliche Alternativen suchen und diese bewerten. Ein häufig diskutierter Lösungsansatz ist der Wechsel von der Stromproduktion zur Erzeugung von Biokraftstoff in Form von CNG. Durch die Berücksichtigung von Emissionszertifikaten könnte eine Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Hemmend ist, dass die Erzeugung von Biomethan (CH₄) in kleinen Anlagen verhältnismäßig teuer ist und die Vermarktung über große Aufbereitungsanlagen Durchleitungskosten verursacht.

Andere Möglichkeiten zur Einsparung von Kosten und zum Erhalt einer wirtschaftlichen Biogasproduktion liegen in der Nutzung von Substraten, die ohne oder zumindest mit nur geringen Kosten verbunden sind. Sehr naheliegend ist es, die Nebenprodukte aus der tierischen Produktion möglichst umfassend zu nutzen. Hierzu zählen Flüssigmist, der aufgrund seiner begrenzten Transportwürdigkeit und geringen volumenbezogenen Biogausbeute nur infrage kommt, wenn er sehr nahe an einer bestehenden Biogasanlage anfällt. Wesentlich günstiger ist Festmist einzustufen. Dabei sind vor allem Geflügelkot, Putenmist, Festmist von Rindern und Schweinen und Pferdemit zu nennen. Neben diesen sind für die Vergärung Substrate attraktiv, die bisher noch nicht für den Biogaspro-

zess genutzt werden, die aber als Nebenprodukte regelmäßig anfallen, gut lagerfähig sind, eine hohe spezifische Biogasausbeute aufweisen und möglichst das ganze Jahr über zur Verfügung stehen. Hierzu zählt die relativ große Fraktion von Getreidestroh und gegebenenfalls Stroh vom Körnermaisbau. Es kommen auch eine ganze Reihe von Substraten infrage, die aus der Nahrungsmittelproduktion stammen und gut vergärbare sind. Dies sind Substrate wie z.B. Abfälle aus dem Schlachthof, aus der Milch- und Käseverarbeitung, getrennt gesammelte Abfälle wie Flotatfett oder Großküchenabfälle (Lansing et al. 2019). Diese Gruppe wird allerdings meist bereits über einen optimalen Verwertungsweg genutzt. Ein weiteres Substrat aus der Nahrungsmittelproduktion, das bereits vereinzelt Verwendung in Biogasanlagen findet, ist Trester, ein Reststoff aus der Safterzeugung.

2 Probleme bei der Verwertung faserreicher Substrate

Das größte bisher nicht genutzte Potenzial besitzen Substrate aus der Gruppe der faserhaltigen Nebenprodukte der landwirtschaftlichen Produktion. Hierzu zählen Stroharten, aber auch strohhaltiger Mist wie z.B. Pferdemist, die aufgrund ihrer speziellen Struktur und ihres relativ hohen Gehaltes an Trockensubstanz bei der Zugabe zum Fermenter zu einer Reihe von Problemen führen können.

Verfahrenstechnische Herausforderungen beim Einsatz von faserhaltigen Substraten im Biogasfermenter sind:

- Langsamer Abbau der schwer zugänglichen Nährstoffe
- Anstieg der Viskosität des Fermenterinhalt
- Steigender Energiebedarf für die Homogenisierung
- Bildung von Schwimmschichten
- Verstopfungen im Feststoffeintrag oder in Abfuhrleitungen

2.1 Lösung durch Substrataufbereitung

Eine Minderung der Probleme ist mit der Aufbereitung der Substrate zu erreichen, wobei sich meist mechanisch wirkende Aufbereitungssysteme, die vor dem Einbringen des Substrates erfolgen, in der Praxis bewährt haben. In Abbildung 1 sind die relevanten Anforderungen an die Aufbereitungstechnik, die Grundvoraussetzung für eine effiziente und ökonomisch machbare Anwendung der Technik sind, zusammengestellt (Taherzadeh und Karimi 2008, Agbor et al. 2011, Mönch-Tegeder et al. 2014)

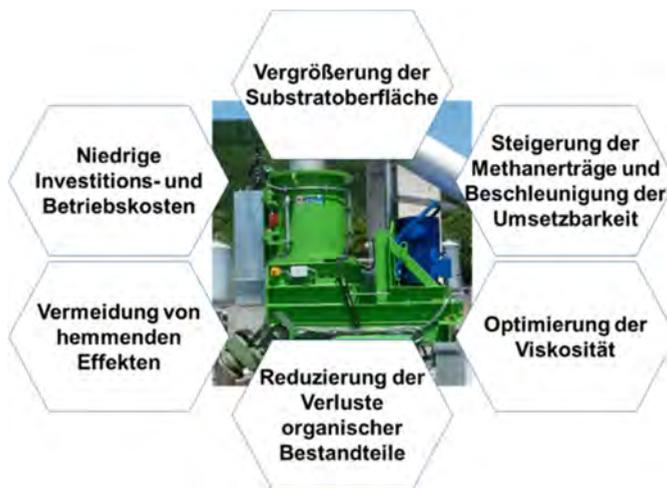


Abb. 1: Positive Effekte bei der Aufbereitung faserhaltiger Substrate für die Biogasanlage (eigene Darstellung)

2.2 Beispiel Pferdemist

Das Halten von Pferden ist in Deutschland vor allem im Umfeld von Städten weit verbreitet. In Statistiken werden Zahlen von mehr als 1 Millionen Pferde in Deutschland mit einem Mistanfall von 17 bis 20 t/Pferd und Jahr genannt. Selbst bei Verwendung von nur 50 % des anfallenden Pferdemistes für die Biogasanlage könnten damit 7,8 Millionen t Maissilage eingespart werden. Das entspricht einer Anbaufläche von etwa 156.000 ha (MönchTegeder 2014). Dies zeigt das große Potenzial der Verwendung von Pferdemist. Dieses Potenzial wird zudem noch dadurch verstärkt, dass kaum bis gar keine Substratkosten anfallen, was die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage deutlich steigern kann. Ökologisch ist ebenfalls darauf hinzuweisen, dass Pferdemist ein kontinuierlich in großen Mengen anfallender Reststoff ist, der bisher fast ausschließlich als Dünger verwendet wird. Die Verwendung in einer Biogasanlage kann einen deutlichen Mehrwert erzeugen und die Qualität der Düngung mit Pferdemist deutlich verbessern.

Bei einer umfangreichen Untersuchung setzten Mönch-Tegeder et al. (2014) erfolgreich einen Querstromzerspanner zu Aufbereitung von Pferdemist ein. Sowohl im Labor als auch im Praxismaßstab konnten sie belegen, dass die mechanische Aufbereitung der Faserbestandteile aus dem Stroh zu einer beschleunigten Abbaukinetik führt und dass ein Methanmehrtrag von bis zu 24 % erzielt werden kann. In Abbildung 2 sind die Gasbildungskurven von jeweils unterschiedlich aufbereitetem Pferdemist denen von Maissilagen gegenübergestellt.

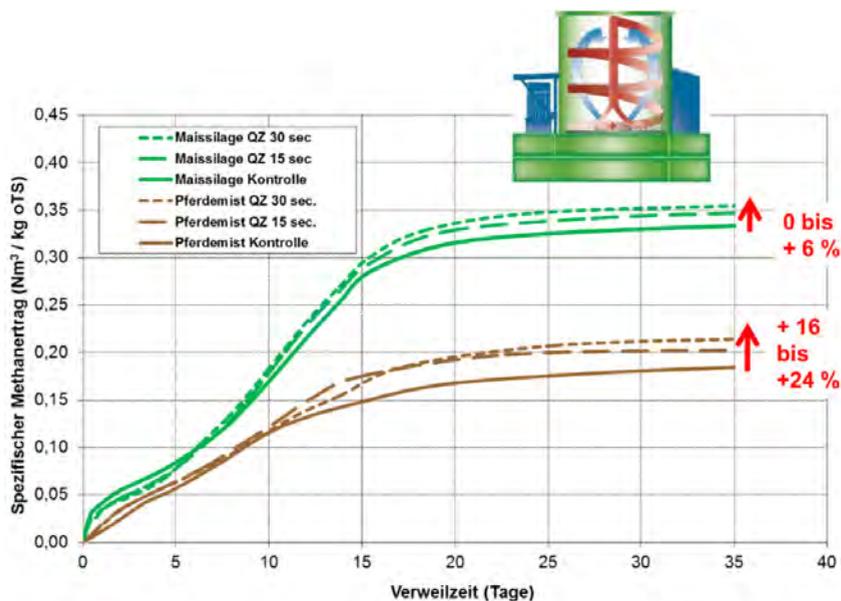


Abb. 2: Gasbildung von unterschiedlich intensiv aufbereitetem Pferdemit und Maissilagen mit einem Querstromzerspaner, Fa. MEBA (Mönch-Tegeder 2014)

Die Untersuchungen zeigten deutlich die Effekte der Aufbereitung, auch in Abhängigkeit der Aufbereitungsintensität. Das aufbereitete Substrat muss allerdings direkt in den Fermenter eingetragen werden, da aufgrund der Vergrößerung der Oberfläche bei Lagerung unter aeroben Bedingungen die organische Substanz schnell von aeroben Mikroorganismen abgebaut werden kann. Durch eine Zwischenlagerung wird daher der Mehrertrag durch die Aufbereitung wieder schnell verringert bzw. geht vollständig verloren.

Bei der Anwendung von mechanischen Aufbereitungssystemen ist deren optimale Einbindung in den Substratstrom zur Beschickung des Fermenters fundamental. Es ist zudem zu beachten, dass die Aufbereitung des Pferdemists zusätzliche elektrische Energie benötigt. Die Versuche von Mönch-Tegeder et al. (2014) an der Forschungsbiogasanlage am Unteren Lindenhof zeigten erstmals, dass bei Verwendung eines Querstromzerspaners Pferdemit ohne Probleme dem Fermenter zugeführt werden konnte. Dafür war ein zusätzlicher Eigenstromverbrauch von 13,8 und 20,5 kWh je t frischer Mist notwendig. Dem gegenüber standen beim Pferdemit, mit einem TS-Gehalt zwischen 33,5 und 53,4 %, einem durchschnittlichen oTS-Anteil an der TS von 89 % und einem spezifischen Methanertrag nach der Aufbereitung von 0,257 m³ CH₄/kg oTS, ein Methanertrag von 99,95 m³ Methan pro Tonne Pferdemit zur Verfügung. Damit wurden für die Aufbereitung weniger als 3 % der elektrischen Energie verbraucht, die durch Vergärung

und anschließende Verstromung des Pferdemitestes produziert werden konnte. Es empfiehlt sich hierbei nur der Einsatz von Pferdemit, der mit Stroheinstreu hergestellt ist. Sägespäne und andere stark ligninhaltige Substanzen sollten vermieden werden.

Es sei zudem erwähnt, dass Pferdemit sehr unterschiedliche Eigenschaften und TSGehalte aufweisen kann. Dies erschwert eine genaue Kalkulation. Diese sollte daher für jeden Einzelfall überprüft werden.

Im Pferdemit sind Störstoffe, wie z.B. Hufeisen, keine Seltenheit. Diese setzen sich im besten Fall in der Biogasanlage ab, können aber auch im Eintragungssystem starken Verschleiß und eine Verstopfung verursachen. Dies sollte beim Einsatz von Pferdemit bedacht werden. Ein Abscheider, der größere Verunreinigungen vor der Zerkleinerung heraussiebt, kann eine sinnvolle Gegenmaßnahme darstellen.

2.3 Beispiel Rinderfestmist

Der Tierbestand an Rindern in Deutschland betrug 2018 rund 12,1 Millionen Tiere (Statistisches Bundesamt 2018). Daraus resultiert ein technisches Potenzial von ca. 3,5 Millionen t TS Rinderfestmist pro Jahr und ca. 5,7 Millionen t TS an theoretischem Potenzial (FNR 2015).

Neben Pferdemit stellt Rinderfestmist ein weiteres faserhaltiges Substrat dar. Rinderfestmist wird bereits in zahlreichen Biogasanlagen in Deutschland verwendet. Zudem wird der Rinderfestmist in der Landwirtschaft als Dünger verwendet.

Aufgrund des geringeren Fasergehaltes im Vergleich zum Pferdemit ist eine gesonderte Aufbereitung im Normalfall nicht notwendig. Falls eine Zerkleinerung z.B. bei größeren Mistanteilen vorgesehen ist, sollte das aufbereitete Substrat ebenfalls sofort dem Fermenter zugeführt werden. Der TS-Gehalt von Rindermist konnte im Rahmen des Biogas-Messprogramm III (BMP III) von 99 Proben an 13 Biogasanlagen bestimmt werden. Der durchschnittliche TS-Gehalt betrug 26 %, wobei auf einer Anlage monatliche Schwankungen vom absoluten TS-Wert von bis zu ± 10 % möglich waren. Diese Schwankungen zeigten sich auch beim Methanertrag. Im Vergleich zu Energiepflanzen ist daher eine Kalkulation des Methanertragspotenzials aus Mist über ein Jahr deutlich schwieriger und es erscheint sinnvoll die Kalkulation mit Proben aus einem längeren Zeitraum zu wiederholen um ein mittleres Methanpotenzial zu bestimmen. Dies wurde mit Proben aus weiteren Projekten bestätigt. Ob der Rindermist von einem Bullen oder einer Milchkuh kommt, spielt beim Methanertrag dabei eine untergeordnete Rolle. Für beide konnten in einer Untersuchung an einem Betrieb ähnliche mittlere Methanerträge ($0,165 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{kg oTS}$ und $0,168 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{kg oTS}$) festgestellt werden. In Untersuchungen wird z.T. aber auch ein spezifischer Methanertrag von $0,250 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{kg oTS}$ gemessen.

Bei der Verwendung von Rinderfestmist finden sich mitunter in der Praxis sekundäre Aufbereitungsgeräte bei Biogasanlagen, wie zum Beispiel Systeme mit Kavitationseffekt

oder aber mit Schneideeffekt, bei denen das Substrat aus dem Fermenter ausgesaugt wird und nach Aufbereitung wieder in einen anderen Fermenter zurückgepumpt wird. Bei Einsatz von Rinderfestmist ist in der Regel eine relativ lange hydraulische Verweilzeit im Fermenter erforderlich, will man ein niedriges Emissions- bzw. Restgaspotenzial erreichen. Dies hängt stark mit der schlechten Abbaubarkeit dieses Substrates aufgrund des hohen Faseranteils zusammen.

3 Probleme bei der Verwertung stickstoffhaltiger Substrate

Neben den faserhaltigen Substraten fallen im landwirtschaftlichen Betrieb Substrate mit hohem Stickstoffgehalt an, der in Biogasanlagen zu Problemen führen kann. Ein starker Anstieg der Ammoniakkonzentration, die mit der Ammoniumkonzentration im Gleichgewicht steht, kann schon bei Konzentrationen von 1,7 bis 4 g/L zu einer Hemmung des Biogasprozesses führen (FNR 2013). Aufgrund der starken Anpassungsfähigkeit der Mikrobiologie kann dies allerdings durch eine moderate Steigerung der Fütterungsmenge verhindert werden. Dies konnte Morozova et al. (2018) durch systematische Untersuchungen im Labor belegen, bei denen bis zu 12 g Stickstoff je L Fermenterinhalt vorlag.

Zwei stickstoffhaltige Substrate, die in der Landwirtschaft häufig anfallen, sind Hühnertrockenkot und Putenmist. Beide sind leicht vergärbare, sodass eine Aufbereitung nicht zwingend vonnöten ist. Die Verwendung der Reststoffe im Biogasprozess führt zu einem Mehrwert in der Nutzung der Ressourcen und zu einer besseren Düngerverfügbarkeit. Das Potenzial von Hühnertrockenkot beläuft sich auf ca. 500.000 t TS pro Jahr (FNR 2015).

Sowohl Hühnertrockenkot als auch Putenmist sind jeweils an einer Anlage im BMP III eingesetzt worden. Beide zeigten ähnlich wie andere Mistsorten starke Schwankungen im TS-Gehalt über das Jahr. Der TS-Gehalt von Putenmist schwankte zwischen 33 und 68 % (Mittelwert 54 %) und der von Hühnertrockenkot zwischen 46 und 74 % (Mittelwert 54 %). Der Methanertrag von Putenmist wurde nur einmal gemessen ($0,246 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{kg oTS}$) und der vom Hühnertrockenkot innerhalb eines Jahres sechs Mal ($0,294$ bis $0,338 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{kg oTS}$). Der hohe TS-Gehalt bei gleichzeitig hohen Methanerträgen im Bereich von Rindermist (Putenmist) bzw. im Bereich von Grassilage (Hühnertrockenkot) zeigen das große Potenzial der beiden Mistsorten.

Auch im BMP III war festzustellen, dass die Bakterien sich an die hohen Stickstoffbelastungen anpassen können. In den beiden im BMP III untersuchten Anlagen konnten stabile Bedingungen, die auf keine Hemmung hindeuteten, gefunden werden, obwohl die Fütterung aus 7 % Putenmist oder sogar 29 % Hühnertrockenkot bestanden. In der Anlage, in der Putenmist gefüttert wurde, stellte sich über den Messzeitraum (ein Jahr) im Mittel eine konstante Konzentration von 6,74 g/kg TS Gesamtstickstoff und 4,35 g/kg TS

Ammoniumstickstoff ein, während die Anlage, die Hühnertrockenkot gefüttert hat, eine Gesamtstickstoffkonzentration von 6,90 g/kg TS und eine Ammoniumkonzentration von 5,55 g/kg TS aufwies. In beiden Fällen lagen die Ammoniumbelastungen oberhalb des von der FNR (2013) als kritisch eingestuften Bereich. Nichtsdestotrotz ist keine Hemmung in den Biogaserträgen festgestellt worden, sodass bei langsamer Steigerung der Fütterungsmenge tatsächlich von einem problemfreien Betrieb auszugehen ist.

Die Stickstoffproblematik kann man auch gegebenenfalls durch eine vorgelagerte Aufbereitung (N-Entfernung) in den Griff bekommen; hierzu gibt es bereits erste technische Lösungsansätze.

4 Beispiele für regional und saisonal anfallende Nebenprodukte

Besonders im südlichen Teil Deutschlands fallen aus der Weinproduktion regelmäßig erhebliche Mengen an Traubentrester an, der bisher selten in die Biogasanlagen eingebracht wird. Dieses Material enthält Zucker und Kohlehydrate und ist in der Regel ohne große Stützgewebeanteile gut für den Biogasprozess geeignet. Traubentrester fällt zwar nur in bestimmten Regionen an, ist dafür aber bereits zentral bei den Winzergenossenschaften zusammengeführt, was die weitere Verwertung vereinfacht. Bei einer Untersuchung in Baden und in Württemberg wurden verschiedene Traubentrester gesammelt und untersucht. Sie hatten TS-Gehalte zwischen 25 und 40 % mit oTS-Gehalten zwischen 90 und 97 % an der TS. Die TS-Gehalte waren dabei stark vom Abpressgrad und dem Einsatz vom Maischeverfahren abhängig. Es spielte auch eine Rolle, ob vorher Traubenkerne für eine Ölgewinnung abgetrennt wurden. Beim Abbeeren der Trauben fallen bei bestimmten Maischeverfahren auch die Traubenkämme an. Diese wiesen jedoch einen hohen Gehalt an schwer abbaubaren Bestandteilen auf. Der spezifische Methanertrag der Traubentrester lag bei zwischen 0,230 und 0,279 m³ CH₄/kg oTS. Beim Einsatz spezieller Maischeverfahren und gutem Herauslösen der Nährstoffe bei der Saftgewinnung kann der Methanertrag aber auch im Bereich unter 0,200 m³ CH₄/kg oTS liegen. Die zerkleinerten Kämme bringen weniger als 0,150 m³ CH₄/kg oTS. In Abbildung 3 ist der spezifische Methanertrag und die Kinetik der Methanbildung grafisch dargestellt.

Der saisonale Anfall birgt gewisse Probleme. Traubentrester lässt sich aber sehr gut silieren. Dank des Zuckergehaltes ergibt sich im Silo schnell eine Milchsäuregärung und ein stabiler pH-Wert von 3,4 bis 3,6. Bei optimaler Verdichtung und Folienabdeckung kann mit minimalen oTS-Verlusten gerechnet werden.

Bundesweit werden mehr als 100.000 ha Weinanbau betrieben. Bei einem Tresterertrag von 1,2 t TM je ha ergibt sich ein Gesamt-TS-Ertrag von ca. 120.000 t TS. Dies entspricht bei einem spezifischen Methanertrag von ca. 250 m³ je t oTS einer Methan-

Weintrester plus Kämme und Obsttrester

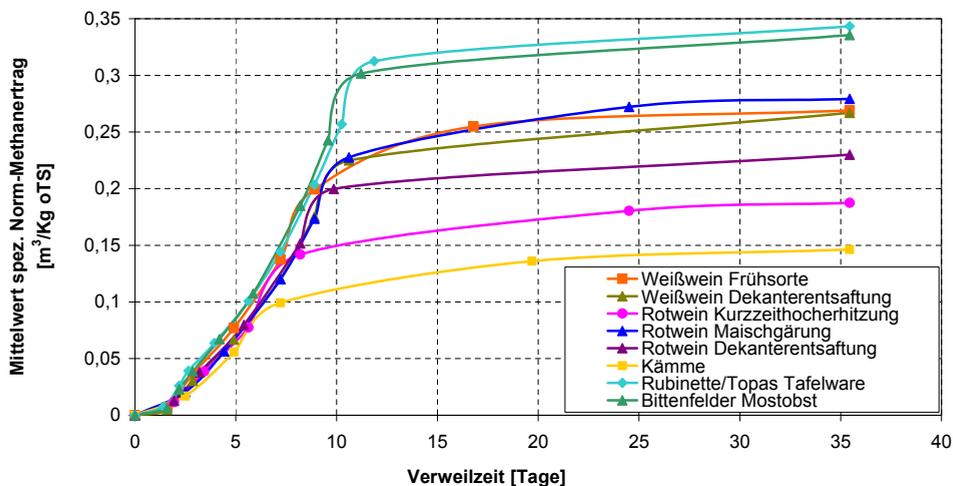


Abb. 3: Methanproduktion unterschiedlicher Wein und Obsttrester. Eigene Untersuchungen 2012.

menge von ca. 30 Millionen m³ (eigene Messungen, Flächendaten: Statistisches Bundesamt 2018). Damit ist eine Substitution von fast 6.000 ha Maisanbaufläche möglich.

Auch der Trester aus zahlreichen Obstproduktionen (z. B. Apfel, Birnen, Kirsche oder Pfirsichsaft) könnte hervorragend im Bereich der Biogasproduktion eingesetzt werden. Wie in Abbildung 3 zu sehen ist, liegt der spezifische Methanertrag von Apfeltrester im Bereich des spezifischen Methanertrages von Maisilage bei etwa 0,330 bis 0,340 m³ CH₄/kg oTS. Auch hier kann ein gewisses Potenzial genutzt werden. Allerdings wird z. B. ein großer Teil des Apfeltresters bereits in der Gelmittelherstellung und in der Produktion von Tierfutter genutzt, sodass eine direkte Konkurrenz zur Lebensmittelindustrie vorherrscht, die Preise dementsprechend hoch sind und der ökologische Mehrwert in einem Großteil der Fälle gering ist.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Umstellung der Förderbedingungen des EEG führt in der nächsten Zeit dazu, dass der Betrieb von Biogasanlagen mit hohen Anteilen an Energiepflanzen aufgrund deren Produktionskosten nicht mehr rentabel ist. Daher wird, falls keine andere Regelung zur Biogasproduktion erfolgt, vermutlich versucht werden alternative kostengünstige Gärsubstrate zu finden und einzusetzen. Dies wird in der Regel mit zusätzlichen baulichen

Maßnahmen verbunden sein, um die Abbaubarkeit nutzbarer Substrate zu erhöhen und um Störungen im Fermenterbetrieb zu vermeiden.

Als Substrate kommen neben Rindermist und Geflügelkot vor allem auch Pferdemist infrage. All diese Stoffe stellen aber besondere Anforderungen an den Verfahrensablauf, um einen biologischen Abbau zu ermöglichen bzw. zu fördern und um Hemmwirkungen, z.B. durch hohe Ammoniumkonzentrationen zu vermeiden.

Es gibt bei genauer Suche eine Reihe von Nebenprodukten der landwirtschaftlichen Produktion, die sich durchaus eignen, Energiepflanzen in gewissen Grenzen zu ersetzen. Als Beispiele wurden hier Trauben- und Obsttrester gezeigt. Diese können sicherlich für manche Betriebe einen neuen Lösungsansatz darstellen. Diese Stoffe werden allerdings nicht die derzeit große Menge an Energiepflanzen ersetzen können. Es sind also dringend weitere Lösungen für Biogasanlagen erforderlich, wenn das System Biogas unter den gegebenen politischen Rahmenbedingungen weiter wirtschaftlich sein soll.

Literatur

- Agbor, V. B.; Cicek, N.; Sparling, R.; Berlin, A.; Levin, D. B. (2011): Biomass pretreatment: Fundamentals toward application. *Biotechnology Advances* 29(6), pp. 675–685
- Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) (2015): Gülle-Kleinanlagen, Gülzow
- Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) (2013): Leitfaden Biogas, Gülzow
- Lansing, S.; Hülsemann, B.; Choudhury, A.; Schueler, J.; Lisboa, M. S.; Oechsner, H. (2019): Food waste co-digestion in Germany and the United States: From lab to full-scale system. *Resources, Conservation and Recycling* 148, pp. 104–113
- Mönch-Tegeder, M.; Lemmer, A.; Oechsner, H. (2014): Enhancement of methane production with horse manure supplement and pretreatment in a full-scale biogas process. *Energy* 73, pp. 523–530
- Mönch-Tegeder, M. (2014): Untersuchung zur Verwertbarkeit von Pferdemist im Biogasprozess. Dissertation, Universität Hohenheim, <http://opus.uni-hohenheim.de/volltexte/2014/987/>
- Morozova, I. (2018): Biogas-Prozessstabilität bei der Herstellung von Gärresten für Dünge Zwecke. Posterbeitrag. Konferenz: Fortschritt Gülle und Gärrest, 16.–18.10.2018, Schwäbisch-Hall
- Statistisches Bundesamt und BMEL (2018a): Rinderbestand in Deutschland in den Jahren 1900 bis 2018 (in Millionen Stück). <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/163423/umfrage/entwicklung-des-rinderbestands-in-deutschland/>, Zugriff am 04.06.2019
- Statistisches Bundesamt, Destatis (2018b): Statistische Daten zur Weinproduktion. https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Landwirtschaft-Forstwirtschaft-Fischerei/Wein/_inhalt.html, Zugriff: 10.07.2019
- Taherzadeh, M. J.; Karimi, K. (2008): Pretreatment of Lignocellulosic Waste to Improve Ethanol and Biogas Production. A Review. *Int. J. Mol. Sci.* 9, pp. 1621–1651

Optimierung der Konservierung und der anaeroben Konversion von Zuckerrüben zur Nutzung in flexiblen Biogassystemen

ELZBIETA KUMANOWSKA, SIMON ZIELONKA, ANDREAS LEMMER, HANS OECHSNER

1 Einleitung

Die deutsche Regierung hat das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamtenergieproduktion bis zum Jahr 2030 auf 30 % anzuheben (Berlin Energy Transition Dialogue 2016). Die Biogasproduktion leistet einen wichtigen Beitrag zur Realisierung dieses Zieles. Sie ist zudem gut geeignet, um die fluktuierende Stromproduktion aus den erneuerbaren Energieträgern Sonne und Wind auszugleichen (Lebuhn et al. 2014), z. B. durch eine bedarfsorientierte Biogas- und Stromproduktion. So ist dies aktuell der wohl am häufigsten favorisierte Ausbaupfad für Bestandsanlagen.

Ein geeignetes Substrat für diese Anwendung wäre die Zuckerrübe. Ihre wesentlichen Vorteile sind ihr hoher Biomasseertrag, der hohe Biogasertrag (Mioduszewska et al. 2009), der hohe Abbaugrad (Kratat et al. 2010) und die schnelle Umsetzung. Laut Jacobs et al. (2017) sind Zuckerrüben eine ökologische und ökonomische Alternative für die Biogasproduktion aus Mais. Die Kultivierung und die Ernte der Zuckerrübe sind gut mechanisiert. Die Lagerung hingegen bietet Verbesserungspotenzial (KTBL 2017). In der Literatur werden verschiedene Arten der Zuckerrübenlagerung für die Biogasproduktion beschrieben (KTBL 2017, Deininger 1995, Heilmann 2013, Schattschneider et al. 2011). Die verfahrenstechnisch vorteilhafteste Konservierungsmethode dürfte die Silierung sein, da diese die Rübe ganzjährig verfügbar macht und dadurch die Lagerungsperiode bis zur nächsten Ernte dauern kann.

Bei der Silierung der Zuckerrüben kommt es aber zu einer intensiven Sickersaftbildung, die einen großen Teil der Verluste ausmacht. Genaue Kenntnisse über den zeitlichen Verlauf der Sickersaftbildung und die zu erwartenden Mengen können entscheidend für einen erfolgreichen Einsatz sein.

Um die Nutzungshindernisse der Zuckerrübe zu beseitigen wurden Lagerungsversuche im Labor durchgeführt und neue Lagerungsmethoden für die Praxis erprobt, die primär auf die Verwendung des Zuckerrübensickersaftes abzielen. Dieser wurde in Stoßfütterungsversuchen im Praxismaßstab auf seine Eignung zur bedarfsorientierten Biogasproduktion untersucht.

Der Silierprozess der Zuckerrübe

Während des Silierprozesses von Zuckerrüben dauert die heterofermentative Bildung von Milchsäure so lange an, bis die Saccharose verbraucht ist. Danach beginnt die Butter-säurefermentation und es werden Buttersäure, Essigsäure, Alkohol, CO₂ und Wasserstoff gebildet (Olsen 1951). Laut Weißbach (2009) wird während des Silierprozesses von Zuckerrüben hauptsächlich Milchsäure und Essigsäure gebildet. Andere kurzkettige Fettsäuren sind nur in sehr geringen Konzentrationen vertreten. Vargas-Ramirez et al. (2013) bestätigen, dass unter sauren Bedingungen Saccharose zu Glucose und Fruktose hydrolysiert wird.

Nach der Beendigung der Milchsäurebildung werden die verbleibenden Zucker durch Hefen zu Ethanol vergoren (Weißbach 2009). Dabei entweichen etwa 50 Massenprozent der umgewandelten Zucker als CO₂. Laut Laube (1967) kann die alkoholische Gärung bei der Silierung die Größenordnung der Säuregärung sogar überschreiten. Niedrige Lager-temperaturen sind dabei günstig für die alkoholische Gärung. In der Literatur variieren die in der Zuckerrübensilage gefundenen Alkohole. Die am häufigsten genannten Alkohole sind Ethanol, Methanol, Propanol und Butanol (Dirks et al. 2017, Weißbach et al. 2013). Die von Erdeljan (1994) vermutete Anwesenheit von Mannitol wurde durch Deininger (1995) und Wojtczak et al. (2013) bestätigt.

Mannitol ist ein Polyol (Zuckeralkohol), der in großen Mengen von verschiedenen heterofermentativen Milchsäurebakterien produziert wird, die Fructose als Elektronenakzeptor verwenden (Wisselink et al. 2002). Diese Bakterien sind in der Lage, aus einer Mischung von Glucose und Fructose (1 : 2), Fructose vollständig in Mannitol umzuwandeln (Saha und Racine 2011). Als Folge der Wirkung dieser Bakterien werden Glucose und Fructose schließlich in Milchsäure, Ethanol, Kohlenstoffdioxid, Essigsäure und Mannitol umgewandelt. Mannitol-Dehydrogenase ist ein Schlüsselenzym, das an der Mannitolproduktion beteiligt ist. Auch eine Reihe von heterofermentativen Milchsäurebakterien, Hefen und filamentösen Pilzen produzieren Mannitol (Lee 1967, Saha und Racine 2011, Song und Vieille 2009). Homofermentative Milchsäurebakterien dagegen fermentieren Laktose zu Milchsäure und bilden nur Spuren anderer Produkte (Carr et al. 2002, Song und Vieille 2009).

Nach Weißbach und Parr (2013) führt die Abwesenheit von Sauerstoff während der Silierung zum Absterben von Zellgewebe und damit zur Freisetzung von nährstoffreichem Sickersaft. In dem diskontinuierlichen Prozess, der kurz nach dem Füllen der Silos beginnt (Mauritz 1992), bildet sich der, aufgrund seines hohen Säuregehalts, extrem korrosive Sickersaft (Gebrehanna et al. 2014). Nach Wagner et al. (2010) ist der produzierte Sickersaft energetisch genauso wertvoll wie die restliche Zuckerrübensilage. Laut Jones und Jones (1995) kann die Menge an Sickersaft, die während der Silierung von Pflanzen mit hohem Wassergehalt wie z.B. Rübenköpfen produziert wird, 500 l t⁻¹ Frischmasse

erreichen. Ein niedriger Trockensubstanzgehalt wirkt sich bei Futterrüben positiv auf die Erhöhung der Sickersaftproduktion aus (Mauritz 1992).

Kohlenstoffdioxid ist das Endprodukt der heterofermentativen Milchsäuregärung und Alkoholgärung (Küntzel et al. 1972). Nach Kreuger et al. (2011) werden maximal 3,3 % des eingelagerten Rübengewichtes während der Silierung als CO₂ freigesetzt.

Verfahren der Zuckerrübenlagerung

Der Anbau von Zuckerrüben zur Biogasproduktion unterscheidet sich nicht vom Anbau der Zuckerrüben zur Zuckergewinnung (KTBL 2017). Für alle Lagerungsmethoden empfehlen sich nach der Ernte die Prozessschritte Trockenreinigung beim Verladen, Entsteinen und Waschen. Daher kann von identischen Bereitstellungskosten ausgegangen werden. Die heute gängigsten Lagerungsmethoden sind die Lagerung der ganzen Zuckerrüben in einer Feldrandmiete, die Silierung ganzer Zuckerrüben im Fahrсило oder im Folienschlauchsilos sowie die Silierung von Zuckerrübenmus im Hochsilos oder in offenen Erdbecken bzw. Lagunen (KTBL 2017, Schattschneider et al. 2011). Zur ebenso praktizierten Mischsilierung werden ganze oder grob zerkleinerte Rüben mit einem Mischungspartner im Fahrсило gelagert (KTBL 2017). Durch Mischsilagen sollen die Lagerungsverluste durch das Entstehen großer Mengen des energiereichen Sickersaftes reduziert werden (Bugdahl 2013). Die Wahl des Mischungspartners hängt von der erforderlichen Konsistenz der Mischsilage ab. Dazu werden am häufigsten Silomais, Lieschkolbenschrot (LKS), Corn-Cob-Mix (CCM) und Stroh verwendet (KTBL 2017).

Nach KTBL (2017) entstehen die höchsten oTS-Verluste bei der Lagerung von ganzen Zuckerrüben im Fahrсило (16–40 % bei 30 % Sickersaftanfall) und die geringsten oTS-Verluste durch die Lagerung in einer Feldrandmiete (5–15 %). Im Vergleich dazu betragen die oTS-Verluste bei der Lagerung des Zuckerrübenmuses in Hochsilos 10–18 % und 13,8–23 % in Erdbecken. Dieses entspricht den Ergebnissen von Vazifekhoran et al. (2016), die während der Konservierung von Zuckerrübenmus in offenen Silos einen durchschnittlichen oTS-Verlust von 28,63 % feststellten. Es sind allerdings keine Daten über die Lagerung von Silage aus gehäckselten Zuckerrüben verfügbar und es ist bisher auch kein Lagerungsverfahren bekannt, das eine gleichzeitig günstige und verlustarme Lagerung ermöglicht (Wagner et al. 2010).

Die Sickersaftbildung hat den größten Einfluss auf die Verluste und kann laut Kröhl et al. (2013) etwa 30 bis 40 % und laut Deininger (1995) sogar über 50 % der Frischmasse betragen. Die große Spanne zeigt den Bedarf an experimentellen Untersuchungen.

2 Ergebnisse

2.1 Einfluss von Stapelhöhe und Schnitzelgröße auf die Sickersaftbildung von Silage aus gehäckselten Zuckerrüben

Um ein für die Lagerung von Zuckerrüben optimiertes Verfahren zu entwickeln, waren vertiefte Kenntnisse über den Verlauf der Silierung von Zuckerrüben, die gebildeten Sickersaftmengen und dessen Zusammensetzung im Zeitverlauf, sowie deren beeinflussende Parameter erforderlich. Deswegen wurden in dem Säulenversuch im Labor der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie Massenbilanzen erstellt, um den Einfluss der Parameter Stapelhöhe und Schnitzelgröße auf die Sickersaftbildung während des Silierungsprozesses von den gehäckselten Zuckerrüben zu bestimmen.

Versuchsaufbau und -durchführung

Für den Versuch wurden drei Plexiglas-Säulen (2 m Höhe und 0,3 m Durchmesser) sowie sechs PVC-Säulen (5 m Höhe und 0,3 m Durchmesser) aufrecht aufgestellt. Am Boden jeder Säule war ein Kugelventil zur Sickersaft- bzw. Probenentnahme. Siebe aus Edelstahllochblech am Boden der Säulen verhinderten ein Verstopfen der Ventile durch Zuckerrübensilage. Eine detaillierte Beschreibung des Versuchsaufbaus findet sich bei Kumanowska et al. (2019).

Zu Beginn des Versuchs wurden die Säulen mit ca. 70 kg (2 m) bzw. 235 kg (5 m) gehäckselten Zuckerrüben gefüllt. Nach dem Füllen der Säulen wurde die Luft aus ihrem Inneren durch einen leichten Unterdruck entfernt. Das Experiment dauerte 364 Tage und wurde ohne Temperaturkontrolle durchgeführt. Die Sickersafttemperatur lag zwischen 13 °C und 26 °C. Der Sickersaft wurde anfangs täglich und später, abhängig vom Sickersaftanfall, weniger häufig entnommen. Jedes Mal wurde der in der Säule angesammelte Sickersaft vollständig entfernt, gewogen, seine Temperatur und sein pH-Wert gemessen. Proben zur chemischen Analyse des Sickersaftes wurden einmal wöchentlich entnommen. Das Volumen des produzierten Gases wurde erfasst und auf Standardbedingungen (1.013 hPa, 273,15 K) korrigiert. Die Qualität des getrockneten Gases wurde in Hinblick auf CO₂ und H₂ untersucht. Zur Bestimmung der Stapelhöhenreduktion wurde einmal pro Woche die Höhe des Zuckerrübenstapels in den 2 m Säulen (Plexiglas) gemessen. In den Varianten mit 5 m Stapelhöhe wurden nur bei Beendigung des Versuches die Stapelhöhen nach dem Öffnen der Säulen bestimmt.

Varianten

Es wurden die Stapelhöhen 2 m und 5 m und zwei unterschiedliche Korngrößenklassen von gehäckselten Zuckerrüben getestet. Die drei verschiedenen Varianten wurden jeweils in dreifacher Wiederholung untersucht. In der ersten Variante wurden die 2-m-

Säulen mit klein gehäckselten Zuckerrüben gefüllt (Abkürzung: 2k). In der zweiten Variante wurden die 5-m-Säulen mit klein gehäckselten Zuckerrüben gefüllt (5k). Als dritte Variante wurden die 5-m-Säulen mit grob gehäckselten Zuckerrüben gefüllt (5g). Zum Waschen und Zerkleinern der Zuckerrüben wurde die Rübenwäsche „Gazelle“ der Firma Günter Schmiing GmbH verwendet. Die Zuckerrübenschnitzelgrößen wurden durch die Einstellung des Häckselwerks variiert. Die Größenverteilungsanalyse ist bei Kumanowska et al. (2019) beschrieben.

Ergebnisse

Als Sickersaft fielen zwischen 42 und 55 % der eingelagerten Masse an. Etwa die Hälfte der Sickersaftproduktion fand in den ersten drei Lagerungswochen statt (Abb. 1). Der Verlauf der Gasproduktion der Silage verhielt sich in etwa analog zur Sickersaftbildung. Die Reduktion der Stapelhöhe entsprach dagegen einem umgekehrt proportionalen Verlauf zur Sickersaftproduktion. Die Stapelhöhe lag nach 105 Tagen bei etwa 50 % ihrer Ausgangshöhe und am Ende des Versuches bei etwa 33 %. Anfänglich enthielt der Sickersaft hohe Konzentrationen an Zuckern. Diese wurden mit der Zeit zu Säuren und Alkoholen abgebaut. Der pH-Wert sank im Laufe des Versuches auf etwa 3,38 ab. Der produzierte Sickersaft zeichnete sich während der gesamten Lagerungszeit durch sehr hohe und relativ konstante CSB-Werte von um die 250 g l⁻¹ aus. Die oTS-Verluste während der Lagerung waren insgesamt sehr gering und lagen bei der Variante 2k bei 5,6 ± 0,7 %, bei Variante 5k bei 4,2 ± 0,5 % und bei der Variante 5g grob gehäckselte bei 3,1 ± 0,6 %. Die untersuchten Parameter Stapelhöhe und Partikelgröße hatten keinen signifikanten Einfluss auf die Massenbilanz (Abb. 2).

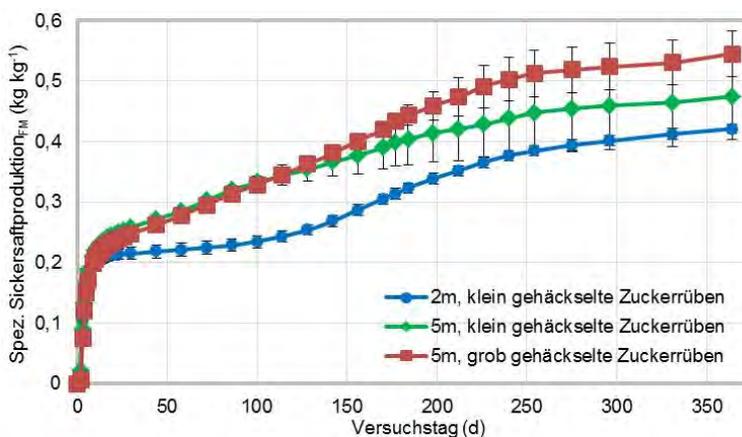


Abb. 1: Die spezifische Sickersaftbildung aus Zuckerrübenschnitzelsilage aller untersuchten Varianten (© Kumanowska)

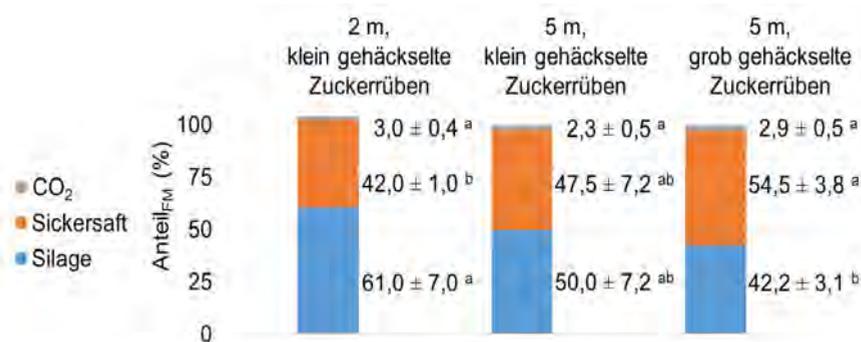


Abb. 2: Spezifische Frischmassenbilanz des Säulenlagerungsversuches (Unterschiedliche Kleinbuchstaben zeigen statistisch signifikante Unterschiede ($p \leq 0,05$), Mittelwert und Standardabweichung von n Wiederholungen) © Kumanowska

2.2 Lagerungsversuche im technischen Maßstab

Auf der Grundlage der Ergebnisse der Säulenversuche wurden zwei Varianten der Lagerung im technischen Maßstab entwickelt und untersucht: eine ortsgebundene und eine mobile Variante. In der ortsgebundenen Variante, den Hohenheimer Grubensilos, wurden ungewaschene, ganze Zuckerrüben eingesetzt. In der mobilen Variante, den flexiblen Tanks, wurden gewaschene und gehäckselte Zuckerrüben einsiliert.

Ziel war es, eine praxisnahe Bewirtschaftungsstrategie zur ganzjährigen Bereitstellung von Zuckerrübensickersaft zu testen. Dies würde die maschinelle Entnahme von Silage auf ein Minimum beschränken und eignet sich zudem gut für eine Stoßfütterung zur bedarfsorientierten Gasproduktion.

Konzept

Das Konzept der Silos sollte folgende Kriterien erfüllen:

- Das Silo selbst dient zur Sammlung und Speicherung des Sickersaftes.
- Durch den Auslauf am tiefsten Punkt im Silo kann der Sickersaft entnommen werden, ohne den Silo öffnen zu müssen.
- Die Sickersaftentnahme per Pumpe ist deutlich schneller und präziser als die Beschickung mittels Feststoffdosierer und kann automatisiert erfolgen (ca. 50 % der eingelagerten Masse könnten so entnommen werden).
- Der Boden ist trotz der Neigung befahrbar, um eine einfache Restentleerung der Silos mittels Radlader zu ermöglichen.
- Das gasdichte Silo wird durch eine Abdeckung mit Gasspeicherfolie und Seeger-Siloverschluß ermöglicht.
- Nach der Befüllung sollen anaerober Bedingungen durch Vakuumierung der Silos geschaffen werden.

- Kompaktierung des Substrates (Rüben sind nicht befahrbar)
- Es sollen anaerobe Bedingungen trotz des – während der Silierung – stark in sich zusammensackenden Substratstapels herrschen.
- Das entstehende CO₂ kann bei Bedarf aufgefangen werden, z.B. zur Wasserstoffmethanisierung.
- Die Befahrbarkeit der Silos garantiert die Funktionalität bei den üblichen landwirtschaftlichen Substraten, wie z.B. Mais- oder Grassilage. Diese Multifunktionalität ist ein Vorteil gegenüber anderen Lösungen der Zuckerrübensilage Lagerung, wie z.B. Lagunen.

Versuchsaufbau flexible Tanks

Die flexiblen Tanks bestehen aus einer wetterfesten PVC-Gewebeplane, die dem Druck des Sickersaftes standhält. Die etwa 20 m³ fassenden Tanks hatten einen kreisförmigen Grundriss von 5 m Durchmesser und waren etwa 1 m hoch. Auf der Oberseite war ein etwa 3 m langer Reisverschluss, mit dem die Säcke zur Befüllung geöffnet werden konnten. Die Säcke wurden auf einer betonierten Fläche mit etwa 2 % Neigung so ausgerichtet, dass sich der an der Seitenwand befindliche Auslauf an der tiefsten Stelle war. Zur Befüllung der Säcke wurden die Rüben mit der Rübenwäsche „Gazelle“ der Firma Günter Schmieling GmbH (Melle) gewaschen und gehäckselt. Der Auswurf des Häckslers erfolgte auf ein Förderband, das die Rübenschnitzel über die Öffnung der Säcke beförderte. In jedem flexiblen Tank wurden so etwa 12 t Zuckerrübenschnitzel eingelagert. Die Öffnungen der Säcke wurden gasdicht abgedichtet und anschließend die Restluft aus den Säcken entfernt. Es konnte eine intensive Verdichtung des Stapels beobachtet werden (Abb. 3). Eine detaillierte Beschreibung des Versuchsaufbaus findet sich bei Kumanowska et al. (2019a).



Abb. 3: Die mit gehäckselten Zuckerrüben gefüllten flexiblen Tanks nach dem Absaugen der Restluft (© Kumanowska)

Versuchsaufbau Hohenheimer Grubensilos

Die Fahrerlochanlage besteht aus drei Kammern, die innen 10 m lang und 3,5 m breit sind. Die Bodenflächen der Kammern haben ein Gefälle von 10 %. Die Seegerprofile sind in die Mauerkrone eingelassen. In jedes Silo wurden etwa 28 t Zuckerrüben eingelagert. Nach dem Befüllen wurden die Silos mit einer flexiblen EPDM-Folie verschlossen und vakuumiert (Abb. 4). Eine detaillierte Beschreibung des Versuchsaufbaus findet sich bei Kumanowska et al. (2019a).



Abb. 4: Mit ganzen ungewaschenen Zuckerrüben gefüllte und verschlossene Hohenheimer Grubensilos nach der Vakuumierung (© Kumanowska)

Versuchsdurchführung

Die Versuchsdurchführung war bei den flexiblen Tanks und den Grubensilos prinzipiell analog. Es wurden die entnommene Sickersaftmenge, das Gasvolumen und die Qualität sowie die Temperatur der Silage für jede Wiederholung einzeln erfasst. Die Sickersaftentnahme sollte die praxisnahe Bewirtschaftung simulieren. Es wurde regelmäßig eine festgelegte Menge entnommen, die sich nach dem zu erwartenden Anfall richtete. Die Sickersaftqualität wurde wöchentlich und die Silage nach Versuchsende analysiert. Der Hauptunterschied, neben der technischen Lösung an sich, war die Substrataufbereitungsart (gewaschene und gehäckselte bzw. ungewaschene ganze Zuckerrüben). Eine detaillierte Beschreibung der Versuchsdurchführung findet sich bei Kumanowska et al. (2019a).

Ergebnisse

Prinzipiell verhielt sich der Verlauf der Sillierung ähnlich zu den Säulenversuchen. Bei den ganzen Rüben war das Einsetzen der Gasproduktion aber zeitlich verzögert eingetreten. Die Sickersaft- und Silagequalität war in beiden Fällen gut. Beide Lagerungsvarianten blieben aber bei der gebildeten Menge an Sickersaft stark hinter den erwarteten Werten, abgeleitet aus den Säulenversuchen und Literaturwerten, zurück. Während

des Lagerungsversuches in gehäckselten Zuckerrüben betrug der Anteil des produzierten Sickersaftes an der Frischmasse nur $32,0 \pm 1,9$ % bei oTS-Verlusten von $15,3 \pm 1,9$ % und bei der Silierung ganzer Rüben waren es nur $8,0 \pm 0,3$ % (Abb. 5) bei oTS-Verlusten von $27,2 \pm 4,3$ %.

In Anbetracht des Zieles, den Sickersaftertrag zu maximieren und Verluste zu minimieren, war die Silierung gehäckselter Zuckerrüben der Silierung ganzer Rüben überlegen. Auch das Entfernen des Erdanhangs war für die Sickersaftproduktion wie auch für die Qualität der Silage sicherlich von Vorteil. Die Lagerung in den ortsgebundenen Grubensilos erwies sich als verfahrenstechnisch vorteilhaft und verspricht in Kombination mit gewaschenen und gehäckselten Rüben eine gute Eignung für die beabsichtigten Anwendungen.

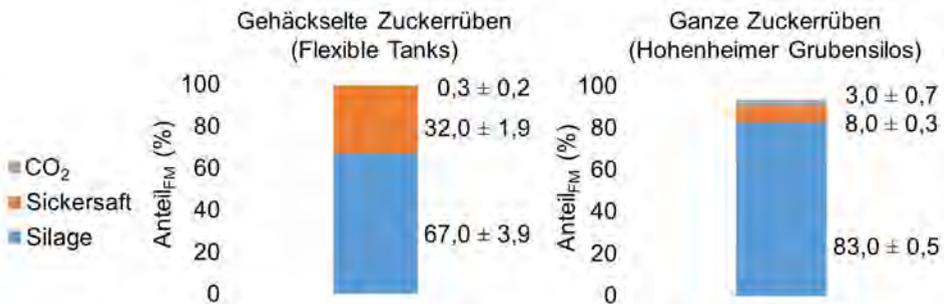


Abb. 5: Spezifische Massenbilanz der Lagerungsversuche im technischen Maßstab (© Kumanowska)

2.3 Bedarfsorientierte Biogasproduktion aus Zuckerrübensickersaft im Praxismaßstab

Die Verwendung des produzierten Sickersaftes für die bedarfsorientierte Biogasproduktion wurde an der Forschungsbiogasanlage der Universität Hohenheim durchgeführt. Es wurden jeweils etwa 2000 kg Sickersaft als Stoßfütterung dem Fermenter zugeführt. Die Reaktion des Systems in Form erhöhter Biogasproduktion erfolgte wenige Minuten nach der Stoßfütterung. Dabei wurde die produzierte Biogasmenge, ohne Anzeichen prozessbiologischer Probleme, etwa verdoppelt. Das Maximum der Gasproduktion wurde nach etwa 1,45 h erreicht (Tab. 1). Im Vergleich zu Literaturwerten von Stoßfütterungen verschiedener Substrate in Praxisbiogasanlagen ist die Gasbildung aus Zuckerrübensickersaft etwa doppelt so schnell wie aus dem bisher schnellsten Substrat: Zuckerrübensilage. Bei dieser werden 15 % des Gasertrags in 4,5 h, 25 % in 8 h und 50 % nach 20,5 h erreicht (Mauky et al. 2017).

Tab. 1: Charakteristika der Stoßfütterung von Zuckerrübensickersaft in eine Praxisbiogasanlage (Kumanowska et al. 2019a)

Kriterium	Einheit	Wert
Anzahl Wiederholungen		6
Frischmasse des zugeführten Sickersaftes	kg	1930 ± 69
CSB des Sickersaftes	kg	483,16 ± 74,03
Biogasertrag _{0TS}	m ³ kg ⁻¹	0,75 ± 0,18
Methanertrag _{0TS}	m ³ kg ⁻¹	0,38 ± 0,08
Methangehalt	%	51 ± 4
Gasertrag / theoretischer Gasertrag ¹⁾	%	87 ± 10
Dauer bis max. Biogasproduktionsrate	h	1,7 ± 0,8
Dauer bis 15 % des Gasertrages	h	2,8 ± 2,1
Dauer bis 25 % des Gasertrages	h	3,7 ± 2,3
Dauer bis 50 % des Gasertrages	h	7,0 ± 2,9

¹⁾ Ermittelt aus CSB-Gehalt des Sickersaftes.

Literatur

- Berlin Energy Transition Dialogue (2016): Press Fact Sheet: The German Energy Transition. https://www.energiewende2016.com/wpcontent/uploads/2016/03/BETD2016_Press_Factsheet_Layout_1603.pdf, Zugriff am 22.11.2017
- Bugdahl, B. (2013): Zuckerrüben und Stroh gemeinsam silieren? Bauernblatt, pp. 52–54
- Carr, F.J.; Chill, D.; Maida, N. (2002): The Lactic Acid Bacteria: A Literature Survey. *Critical Reviews in Microbiology* 28(4), pp. 281–370
- Deiningner, A. (1995): Flüssig konservierte Beta-Rüben in der Rinderfütterung – Verfahrenstechniken und Leistungsfähigkeit. Dissertation, Universität Hohenheim, Stuttgart
- Dirks, S. et al. (2017): Conservation of sugar beet for substrate supply of biogas plants – Procedure of ensiling and losses in 12 varieties. *Landtechnik* 72, pp. 61–75
- Erdeljan, H. (1994): Verfahrenstechnische Untersuchungen zur Flüssigkonservierung von Beta-Rüben für die Schweinemast. Dissertation, Universität Hohenheim, Stuttgart
- Gebrehanna, M.M. et al. (2014): Silage effluent management : A review. *Journal of Environmental Management* 143, pp. 113–122
- Heilmann, H. (2013): Silierung von Zuckerrüben in offenen Folienbecken. *Zuckerrübe* 1, pp. 48–51
- Jacobs, A. et al. (2017): Replacing silage maize for biogas production by sugar beet – A system analysis with ecological and economical approaches. *Agricultural systems* 157, pp. 270–278
- Jones, D.I.H.; Jones, R. (1995): The effect of crop characteristics and ensiling methodology on grass silage effluent production. *Journal of Agricultural Engineering Research* 60, pp. 73–81

- Krakat, N. et al. (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
- Kreuger, E.; Nges, I.A.; Björnsson, L. (2011): Ensiling of crops for biogas production: effects on methane yield and total solids determination. *Biotechnol. Biofuels* 4, pp. 1–8
- Kröhl, M.; Jourdan, H.; Schaffer, S. (2013): Silage aus ganzen Zuckerrüben im Fahrsilo: Zuckerrüben als Substrat in Biogasanlagen. *Biogas* 132, pp. 38–43
- KTBL (Hg.) (2017): Zuckerrüben in Biogasanlagen: Verfahren – Lagerungsverluste – Kosten. *KTBL-Heft* 120, pp. 1–48
- Küntzel, U.; Zimmer, E.; Klockmann, H. (1972): Untersuchungen über Vorkommen, Veränderung und Verbrauch von Kohlenhydraten bei der Silierung. *Landbauforschung Völkenrode*, Vol. 13, p. 89
- Kumanowska, E.; Zielonka, S.; Oechsner, H. (2019): Sickersaftbildung aus der Silage von Zuckerrübenschnitzeln. *Landtechnik* 74 (3), pp. 36–54
- Kumanowska, E.; Zielonka, S.; Oechsner, H. (2019a): Novel system for demand-oriented biogas production from sugar beet silage effluent in German practice scale biogas plants. *Agricultural Engineering International: CIGR Journal*, in Veröffentlichung
- Laube, W. (1967): Zur Problematik der Silierung zuckerreicher Futterstoffe unter besonderer Berücksichtigung der Alkoholbildung. In: *Die naturwissenschaftlichen Grundlagen der Silierung Internationale Symposium des Oskar-Kellner-Instituts für Tierernährung Rostock der Deutschen Akademie der Landwirtschaften zu Berlin*, 26.–28.09.1966, Akademie der Landwirtschaftswissenschaften, Band 92, pp. 169–176
- Lebuhn, M.; Munk, B.; Effenberger, M. (2014): Agricultural biogas production in Germany - from practice to microbiology basics. *Energy. Sustain. Soc.* 4, pp. 1–21
- Lee, W.H. (1967): Carbon Balance of a Mannitol Fermentation and the Biosynthetic Pathway. *Appl. Microbiol.* 15, pp. 1206–1210
- Mauky, E. et al. (2017). Demand-driven biogas production by flexible feeding in full-scale - Process stability and flexibility potentials. *Anaerobe* 46, pp. 86–95
- Mauritz, S. (1992): Der Einfluss verfahrenstechnischer Maßnahmen zur Minderung der Silierverluste von Futterrüben. *Dissertation, Technische Universität Münschen, Freising*
- Mioduszewska, N. et al. (2009): Sugar beet production as a substrate for biogas plants in aspect of polish sugar industry revitalization. *Innovation & technology transfer*. https://ramiran.uvlf.sk/ramiran2010/docs/Ramiran2010_0151:final.pdf, Zugriff am 22.11.2017
- Olsen, E. (1951): The fermentation of sugarbeet pulp silage. *J. Gen. Microbiol.* 5, pp. 817–829
- Saha, B.C.; Racine, F.M. (2011): Biotechnological production of mannitol and its applications. *Appl. Microbiol. Biotechnol.* 89, pp. 879–891
- Schattschneider, P. et al. (2011): Energierüben kostengünstig gelagert. *top Agrar* 3, pp. 94–97
- Song, S.H.; Vieille, C. (2009): Recent advances in the biological production of mannitol. *Appl. Microbiol. Biotechnol.* 84, pp. 55–62
- Vargas-Ramirez, J.M. et al. (2013): Determination of suitable storage conditions to preserve fermentable sugars in raw thick beet juice for ethanol production. *Biomass and Bioenergy* 59, pp. 362–369

- Vazifehkhoran, A.H. et al. (2016): Assessment of the Variability of Biogas Production from Sugar Beet Silage as Affected by Movement and Loss of the Produced Alcohols and Organic Acids. *Energies* 9(368), pp. 1–11
- Wagner, A. et al. (2010): Eine Frage der Konservierung. *Biogas J.* 3, pp. 58–61
- Weißbach, F. (2009): Gas production potential of fresh and ensiled sugar beets in biogas production. *Landtechnik* 64(4), pp. 394–397
- Weißbach, F.; Parr, K. (2013): Füllstandshöhe mindert Verluste. Silierung von Zuckerrübenbrei in Lagunen. *Biogas* 132, pp. 38–43
- Weißbach, F. et al.. (2013): Verluste an Methanbildungspotenzial von Zuckerrübenmus in offenen Erdbecken. *Landtechnik* 68(1), pp. 50–57
- Wisselink, H. et al. (2002): Mannitol production by lactic acid bacteria: a review. *Int. Dairy J.* 12, pp. 151–161
- Wojtczak, M. et al. (2013): Determination of microbiological activity during the processing of frost damaged sugar beets. *Sugar Ind.* 138(12), pp. 1–4

Riesenweizengras – alternatives Substrat für Biogasanlagen?

MICHAEL DICKEDUISBERG

1 Einleitung

Die Intensivierung des Maisanbaus in einigen Regionen Deutschlands führt zu ökologischen Problemen in Form von sinkender Artenvielfalt sowie vermehrtem Krankheits- und Schädlingsdruck auf den Mais. Dazu werden weitere negative Folgen für den Maisanbau erwartet, von dessen Erträgen einige Landwirte ökonomisch abhängig sind, wie etwa zunehmende Trockenstressperioden. Die Kulturpflanze Riesenweizengras (*Elymus elongatum*/*Agropyron elongatum*, Abb. 1) wird vermehrt als alternatives Anbausubstrat für Biogasanlagen eingesetzt. Ihm werden hohe Trockentoleranz, hohe Methanerträge und ökologische Vorteile (Biodiversität und Gewässerschutz) zugeschrieben, was es zu einem Kandidaten für Klimaanpassung (Sommertrockenheit) und Klimaschutz (THG-Emissionen) macht. Zur Abschätzung der Anbauwürdigkeit fehlt es an Daten hinsichtlich der biologischen und abiotischen ökologischen Bedeutung, ökonomischen Kennzahlen und pflanzenbauliche Parameter. Entsprechende Daten zu erheben und ins Verhältnis zu bereits bekannten Kulturen zu setzen, ist für mehrjährige Arten wie dem Riesenweizengras aufgrund seiner langen Nutzungszeit nur mit großem Aufwand umsetzbar. Infolge der schlechten Vergleichbarkeit von mehrjährigen mit einjährigen Arten über die ge-



Abb. 1: Riesenweizengras wird 2 m hoch (© Dickeduisberg)

samte Nutzungszeit sollte Riesenweizengras nicht mit einzelnen alternativen Kulturen, sondern mit Energiepflanzenfruchtfolgen verglichen werden. Somit würden praxisübliche Energiepflanzenfruchtfolgesysteme mit unterschiedlichen Kulturen anstelle einer theoretischen Monokultur mit dem alternativen Substrat verglichen. Vor diesem Hintergrund hat die Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen gemeinsam mit dem ZALF Müncheberg und der Justus-Liebig Universität Gießen ein vom Bundesministerium für Landwirtschaft und Ernährung über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. gefördertes Projekt (Förderkennzeichen 22025715) bis zum 30.06.2018 umgesetzt.

2 Methoden

Es wurde unterstellt, dass ein nachhaltiger Anbau von Energiepflanzen nur innerhalb von Fruchtfolgen möglich ist. Im vorliegenden Versuch wurden als Energiepflanzen nutzbare Fruchtarten in Parzellenversuchen ackerbaulich geprüft und vergleichend zum Riesenweizengras bewertet. Der Versuch wurde um ein Jahr versetzt erneut angelegt (2 Anlagen).

Der Versuchsstandort befand sich bei Haus Düsse in Bad Sassendorf (51°38'15.3" N, 8°11'8.0" E) auf 69 m über NN. Das Klima am Versuchsstandort ist durch durchschnittliche Jahrestemperaturen von 9,2 °C und einem durchschnittlichen Niederschlag von 750 mm geprägt. Somit gehört der Standort zur eher atlantisch geprägten Klimazone. Die Haftpseudogley-Braunerde hat Anteile von 7 % Sand, 77 % Schluff und 16 % Ton. Der pH-Wert lag bei 7, der organische Bodenkohlenstoffgehalt bei 1,4 %. Der Fruchtfolgeversuch wurde als einfaktorieller, randomisierter Blockversuch mit vier Wiederholungen in den Jahren 2012/2013 (1. Anlage) und 2013/2014 (2. Anlage) angelegt. Neun kulturspezifisch bearbeitete und behandelte Fruchtfolgen wurden in beiden Anlagen identisch angebaut. Die Wahl der Fruchtfolgeglieder der insgesamt neun Varianten orientierte sich an unterschiedlichen Schwerpunkten. Die Fruchtfolgen 1 bis 3 wurden möglichst intensiv zur Substratgewinnung gestaltet. Fruchtfolge 4 hatte den Schwerpunkt auf mehrschnittigem Feldfutter. In Fruchtfolge 5 wurde die Zuckerrübe integriert. Riesenweizengras wurde als Fruchtfolge 6 geführt. Als Referenz diente eine reine Mais-selbstfolge in Fruchtfolge 11. Fruchtfolge 12 war identisch mit Fruchtfolge 3, allerdings mit 25 % geringerer Stickstoffdüngung. Fruchtfolge 14 sollte besonders die Biodiversität fördern. Um artenspezifische Unterschiede im Silierverhalten berücksichtigen zu können, wurden individuelle Gesamtverluste in Abhängigkeit von der Kulturart, dem vegetativen Entwicklungsstadium und dem Gehalt an Trockensubstanz angesetzt (Aurbacher et al. 2018 a, Hermann et al. 2016).

Zur belastbaren Vergleichbarkeit der Anbausysteme wurde zunächst das Schnittmanagement von Riesenweizengras hinsichtlich langer Nutzungsdauer und hoher Methanhektarerträge optimiert. Dazu wurde am Versuchsstandort Haus Düsse ein dreijähriger Exaktversuch (zwei Erntejahre) unter Variation der Schnitthöhe (5, 10 und 15 cm) sowie der Schnittfrequenz (1, 2 und 4 Schnitte/Jahr) als randomisierte Blockanlage angelegt.

Versuchsbegleitend wurden ökologische Parameter erhoben. Unter anderem konnte im Vergleich der Fruchtfolgen der Pflanzenschutz-Behandlungsindex nach der Methodik von Roßberg (2016) ermittelt werden. Die Humusbilanzen wurden nach VDLUFA (2014) von Willms (2018) berechnet. Zur N_{\min} -Beprobung wurden Bodenproben in den Tiefen 0 bis 30 cm, 30 bis 60 cm und 60 bis 90 cm gezogen.

3 Ergebnisse

Das optimale Schnittmanagement für Riesenweizengras in Mitteleuropa hatte eine Schnitthöhe von 10 cm bei zwei Ernteschnitten pro Jahr (Abb. 2). Geringere Schnittfrequenzen erzielten deutlich geringere spezifische Gasausbeuten (204 l Methan/kg oTM) als bei zweischnittiger Nutzung (1. Schnitt: 275 l Methan/kg oTM; 2. Schnitt: 256 l Methan/kg oTM) oder intensiver vierschnittiger Nutzung (276 l Methan/kg oTM bis 289 l Methan/kg oTM) sowie etwas geringere Biomasseerträge. Die vierschnittige Nutzung generierte in Abhängigkeit von der Schnitthöhe gleiche oder geringere Biomasseerträge im Vergleich zur zweischnittigen Nutzung, die durch etwas höhere spezifische Gasausbeuten



Abb. 2: Riesenweizengras kurz vor dem 2. Schnitt. Der 2. Schnitt hatte einen Anteil von 1/3 am Jahresertrag. (© Dickeduisberg)

nicht kompensiert werden konnten. Neben höheren Kosten für mehr Erntetermine wirkte sich der steigende Beikrautbewuchs negativ auf die Nutzungsdauer aus. Insbesondere bei tiefem Schnitt in 5 cm Höhe stieg der Beikrautbewuchs bei intensiver vierschnittiger Nutzung auf 14 % Deckungsgrad an. Bei geringeren Schnittintensitäten (ein- und zweischnittig) konnte nach drei Standjahren kein nennenswerter Beikrautbewuchs bonitiert werden. Mit sinkender Schnittfrequenz hatte die Schnitthöhe einen größeren Effekt auf den Biomasseertrag, nicht aber auf die spezifische Gasausbeute. Die Variation der Schnitthöhe (15 statt 5 cm) bewirkte im Mittel über alle Schnittfrequenzen einen Anstieg

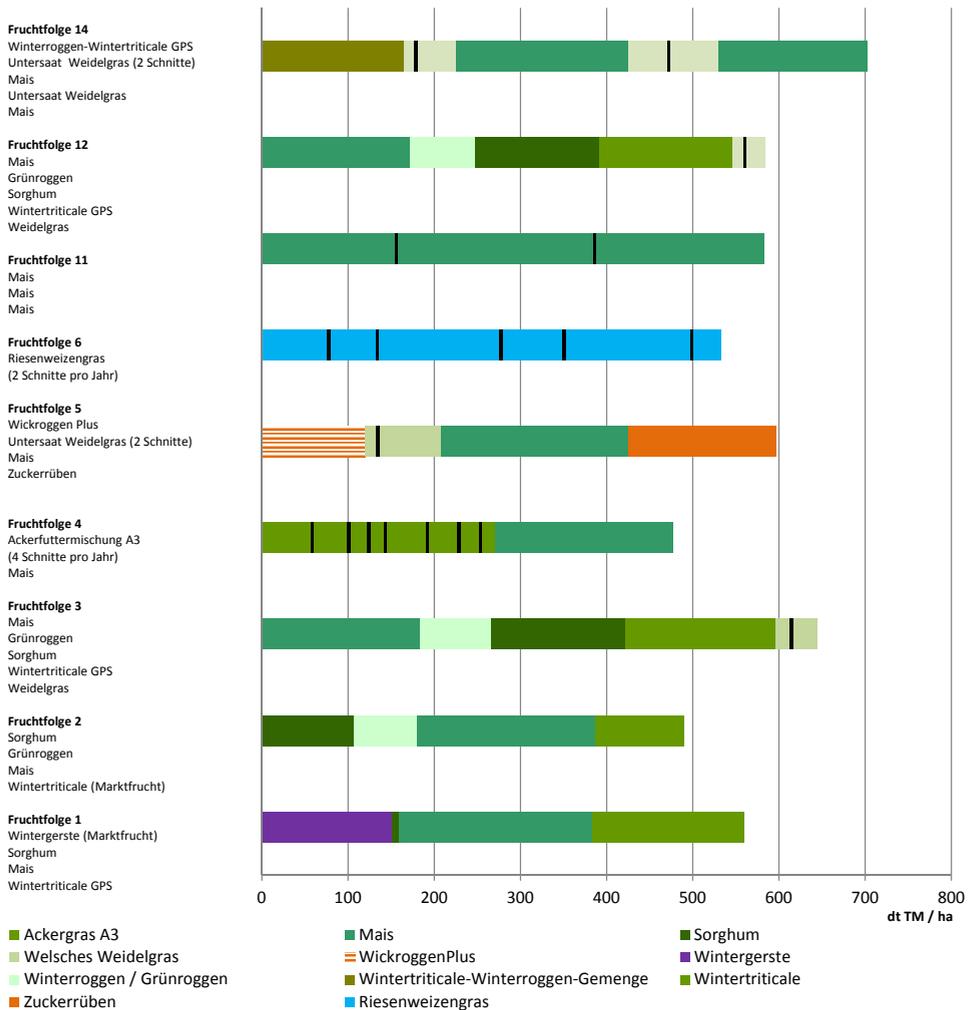


Abb. 3: Biomasseerträge der Fruchtfolgen und Fruchtfolgeglieder nach Silierung in der 1. Anlage. Vertikale schwarze Linien zeigen die Erträge der einzelnen Ernten mehrschnittiger Kulturen.

der spezifischen Gasausbeute um 1,5 % und lag somit geringer als die zu erwartenden Verluste an Biomasse, die in der Zweischnittvariante bis zu 14 % betragen. Innerhalb der zweischnittigen Nutzung waren Unterschiede im Biomasseertrag zwischen 5 und 10 cm Schnitthöhe nicht signifikant.

Auf Grundlage der Ergebnisse lag das optimale Schnittmanagement vor dem Hintergrund der Kosten (Anzahl Schnitte, Nutzungsdauer) und der Erträge (Methanhektarertrag) bei zweischnittiger Nutzung in 10 cm Höhe.

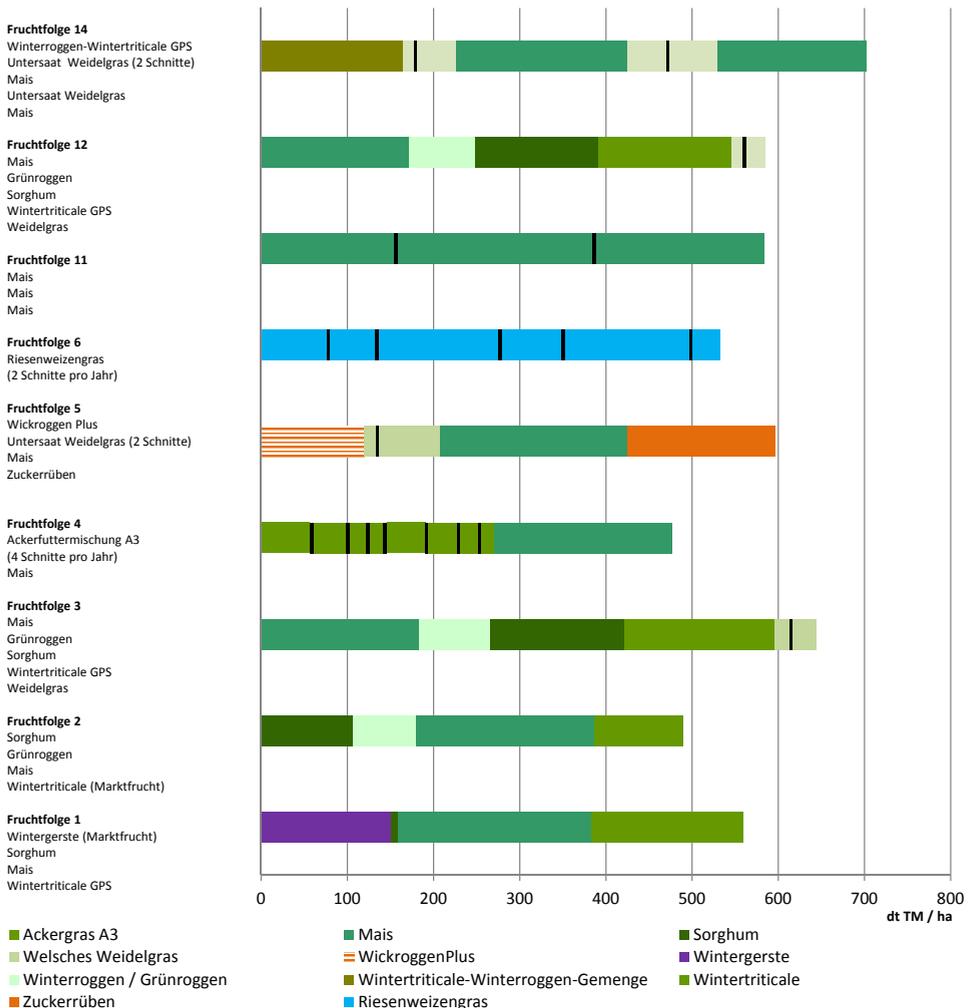


Abb. 4: Biomasseerträge der Fruchtfolgen und Fruchtfolgeglieder nach Silierung in der 2. Anlage. Vertikale schwarze Linien zeigen die Erträge der einzelnen Ernten mehrschnittiger Kulturen. Fruchtfolge 2 erlitt im abschließenden Fruchtfolgeglied Wintertriticale (Marktfrucht) einen Totalausfall.

Unter Anwendung des optimalen Schnittmanagements konnte für Riesenweizengras durchschnittlich 17,8 dt TM/ha in der 1. Anlage (Aussaat Herbst 2012) und 20,2 dt TM/ha in der 2. Anlage (Aussaat Herbst 2013) an Biomasse geerntet werden. Unterschiedliche Silierverluste der einzelnen Kulturen in Abhängigkeit vom jeweiligen Gehalt an Trockensubstanz und Entwicklungsstadium, zum Beispiel Mais ca. 12 % und Riesenweizengras ca. 15 %, glichen die Erträge etwas an (Abb. 3 und 4). Geringe Erträge der 1. Anlagen hatten ihre Ursache vornehmlich im ersten Ertragsjahr, welches von einem sehr kalten und trockenen Frühjahr geprägt war.

Die Biomasseerträge von Fruchtfolge 6 (Riesenweizengras) abzüglich der Silierverluste lagen auf einem relativ hohen Niveau vergleichbar mit Fruchtfolge 11 (Mais). Aufgrund der Mehrjährigkeit des Bestandes und eines relativ geringen Einsatzes von Arbeit und Maschinen ist eine gute ökonomische Wettbewerbsfähigkeit möglich (Aurbacher et al. 2018 b).

Darüber hinaus ergeben sich auch ökologische Vorteile. Die Riesenweizengras-Fruchtfolge 6 hatte mit einem Pflanzenschutz-Behandlungsindex von 2,1 den geringsten Einsatz chemischer Pflanzenschutzmittel vor der Ackergrasfruchtfolge 4 mit einem Index von 2,3. Deutliche höhere Intensitäten verzeichneten die Fruchtfolgen 1 (9,79), Fruchtfolge 2 (9,43), Fruchtfolge 3 (8,93) oder auch die Mais-Selbstfolge (Fruchtfolge 11, 6,9).

Ferner kann Riesenweizengras einen positiven Beitrag zum Gewässerschutz leisten. Die Fruchtfolge 6 (Riesenweizengras) wies im Mittel der Jahre die minimalsten Vorwinter- N_{\min} -Werte aus (21 kg N_{\min} /ha), die vorrangig in den obersten Bodenschichten 0 bis 30 cm und 30 bis 60 cm nachgewiesen wurden. Im Mittel der weiteren Fruchtfolgen lagen die Vorwinter- N_{\min} -Werte zwischen 30 kg N_{\min} /ha (Fruchtfolge 14) und 41 kg N_{\min} /ha (Fruchtfolge 3). Außerhalb dieses Wertebereichs lag neben dem Riesenweizengras die Fruchtfolge 11 (Mais) mit 67 kg N_{\min} /ha (von Buttler 2018).

Für die praktizierende Landwirtschaft kann Riesenweizengras zum Ausgleich der Humussalden eine Überlegung wert sein. Die Auswertung der Humusbilanzen (Willms 2018) ergab nur für die Fruchtfolge 4 (hoher Ackergrasanteil) und Fruchtfolge 6 (Riesenweizengras) positive Humussalden von 1.620 kg $H_{\text{äq}}$ /ha bzw. 2.595 kg $H_{\text{äq}}$ /ha. Besonders negativ waren die Humussalden der Fruchtfolgen 11 (Mais, -1.254 kg $H_{\text{äq}}$ /ha), Fruchtfolge 12 (-885 kg $H_{\text{äq}}$ /ha) und Fruchtfolge 3 (-857 kg $H_{\text{äq}}$ /ha).

4 Fazit

Riesenweizengras kann bei angepasstem Schnittmanagement eine sinnvolle Ergänzung zum Substratanbau sein. Optimale zweischnittige Erntefrequenz in 10 cm Schnitthöhe bildet die Grundlage für mehrjährige Nutzung mit hohen Erträgen. Neben dem positiven Beitrag zum Grundwasserschutz durch sehr geringe Vorwinter- N_{\min} -Werte und geringer Pflanzenschutzintensitäten können Landwirte ihre negativen Humussalden durch Einbindung von Riesenweizengras in die mehrjährige Fruchtfolgeplanung ausgleichen.

Literatur

- Aurbacher, J.; Kornatz, P.; Müller, J. (2018 a): Entwicklung und Vergleich von optimierten Anbausystemen für die landwirtschaftliche Produktion von Energiepflanzen unter verschiedenen Standortbedingungen Deutschlands – Phase III (EVA 3) – Teilvorhaben 3: Ökonomische Begleitforschung. Leibniz-Informationszentrum Technik und Naturwissenschaften der Universitätsbibliothek (TIB), <https://doi.org/10.2314/GBV:1031664033>
- Aurbacher, J.; Kornatz, P.; Müller, J. (2018 b): Bewertung von Riesenweizengras im Vergleich mit praxisüblichen Anbausubstraten unter Aspekten des Pflanzenbaus, der Wirtschaftlichkeit und des Umweltschutzes (BRAUWU) – Teilvorhaben 2: Ökonomische Bewertung von Riesenweizengras. Leibniz-Informationszentrum Technik und Naturwissenschaften der Universitätsbibliothek (TIB)
- 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
- Dickeduisberg, M.; Laser, H.; Tonn, B.; Isselstein, J. (2017): Tall wheatgrass (*Agropyron elongatum*) for biogas production: Crop management more important for biomass and methane yield than grass provenance. *Industrial Crops and Products* 97, pp. 653–663
- Hermann, C.; Plogsties, V.; Willms, M.; Hengelhaupt, F.; Eberl, V.; Eckner, J.; Strauß, C.; Idler, C.; Heiermann, M. (2016): Methanbildungspotentiale verschiedener Pflanzenarten aus Energiefruchtfolgen. *Landtechnik* 71, S. 194–209
- Roßberg, D. (2016): Erhebungen zur Anwendung von Pflanzenschutzmitteln im Ackerbau. *Journal für Kulturpflanzen* 68, S. 25–37
- VDLUFA (Verband Deutscher Landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten) (2014): Humusbilanzierung. Eine Methode zur Analyse und Bewertung der Humusversorgung von Ackerland, Bearbeiter: T. Ebertseder, C. Engels, J. Heyn, J. Reinhold, C. Brock, F. Fürstenfeld, K.-J. Hülsbergen, K. Isermann, H. Kolbe, G. Leithold, H. Schmid, K. Schweitzer, M. Willms, J. Zimmer, (Schriftenreihe: VDLUFA-Standpunkt), Speyer
- von Buttlar, C. (2018): Modellbasierte Abschätzung der Umweltwirkungen von Riesenweizengras – Auswirkungen auf den Nitrataustrag. IGLU-Göttingen, noch nicht veröffentlicht
- Willms, M. (2018): Modellbasierte Abschätzung der Umweltwirkungen von Riesenweizengras – Auswirkungen auf den Bodenschutz (Humusversorgung). Leibniz-Zentrum für Agrarlandschaftsforschung (ZALF), noch nicht veröffentlicht

Durchwachsene Silphie – eine Ergänzung zum Mais

ANDREA BIERTÜMPFEL, GERD REINHOLD, JOHANNES KÖHLER

1 Einleitung

Die Durchwachsene Silphie (*Silphium perfoliatum* L.) hat sich in den vergangenen Jahren als Ergänzung zum Silomais etabliert. Beginnend mit ersten Praxistests im Hektarmaßstab im Jahr 2007 ist der Anbauumfang bis 2018 auf mehr als 2.000 ha bundesweit gestiegen.

Besonders durch eine lange Nutzungsdauer von mindestens 15 Jahren entstehen nicht nur ökonomische, sondern auch ökologische Vorteile: So trägt die Silphie zur Steigerung der Biodiversität in der Landschaft bei, eine ganzjährige Bodenbedeckung sorgt vor allem in Hanglagen für einen nachhaltigen Erosionsschutz, zahlreiche Insekten, darunter Wild- und Honigbienen, finden während der langen Blütezeit von Juli bis September ein reichhaltiges Angebot an Nahrung, durch den Verzicht auf Bodenbearbeitung und den Eintrag von Biomasse verbessert sich das Bodenleben und der Humusgehalt des Bodens. Aufgrund dieser ökologischen Vorzüge ist die Silphie seit dem 01.01.2018 mit einem Gewichtungsfaktor von 0,7 greeningfähig.

Das hohe Ertragsniveau der Silphie konnte an unterschiedlichen Standorten sowohl in Feldversuchen als auch in der Praxis nachgewiesen werden. Voraussetzungen für einen leistungsfähigen, konkurrenzstarken Pflanzenbestand mit einer langen Nutzungsdauer sind eine sorgfältige Anlage und Pflege unter Beachtung wesentlicher anbautechnischer Parameter, die im Rahmen unterschiedlicher Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft in mehrjährigen umfangreichen Parzellenversuchen herausgearbeitet und durch Praxisversuche untersetzt worden sind. Diese sind im vorliegenden Beitrag beschrieben. Angaben zur Wirtschaftlichkeit des Anbaus im Vergleich zu Mais schließen sich an.

2 Prämissen für den Silphieanbau

2.1 Flächenauswahl sorgfältig planen

Als Dauerkultur mit relativ geringen Ansprüchen an die Kulturführung ist die Silphie prädestiniert für den Anbau auf abgelegenen, unregelmäßig geformten, eher kleinen Schlägen, welche zudem ungünstig zu erreichen sind oder in stärkerer Hanglage liegen. Aufgrund der geringen Konkurrenzkraft der Silphiekeim- und -jungpflanzen gegenüber

Unkräutern kommen für die Flächenanlage jedoch nur intensiv genutzte Flächen mit geringem Unkrautsamenpotenzial infrage. Vor allem ist darauf zu achten, dass die Flächen möglichst frei von Wurzelunkräutern und Unkrautarten derselben Familie (Korbblütler) sind. Bei Bedarf sind im Vorfeld des Anbaus geeignete Maßnahmen zur mechanischen und chemischen Unkrautbekämpfung zu ergreifen.

In der Fruchtfolge sollte Silphie möglichst nach unkrautunterdrückenden Kulturpflanzen, z. B. Getreide oder Mais stehen. Ungünstige Vorfrüchte sind hingegen Raps, Sonnenblumen, Erbsen und Kartoffeln, da diese Wirtspflanzen für Sklerotinia sind, die in ungünstigen Jahren auch die Silphie befallen kann.

2.2 Bodenbearbeitung als Grundlage für den Erfolg

Eine Pflugfurche im Herbst schafft auf schweren Böden durch Ausnutzung der Frostgare beste Voraussetzungen für die Aussaat. Als Alternative dazu kann eine tiefgründige Bearbeitung mit dem Grubber auf erosionsanfälligen Flächen mit größerer Hangneigung durchgeführt werden. Von einer Grundbodenbearbeitung im Frühjahr sollte besonders auf Standorten mit ausgeprägter Frühjahrstrockenheit abgesehen werden.

Die Silphie entspricht hinsichtlich ihrer Ansprüche an das Saatbett einer Feinsämerei. Ziel der Frühjahrsbodenbearbeitung muss deshalb die Herstellung eines ausreichend abgesetzten, gut rückverfestigten und möglichst ebenen Saatbetts mit ausreichend Feinerde im Saathorizont (< 1 cm Tiefe) sein. Erreicht wird dies durch den Einsatz von Saatkombinationen bei geringer Bearbeitungstiefe (ca. 5 cm) und entsprechender Rückverfestigung. Ein „falsches Saatbett“ erzielt eine Reduzierung des Unkrautsamenvorrates in der oberen Bodenschicht. Wichtig sind der richtige Zeitpunkt der Bearbeitung und die Beachtung der Prämisse: „so tief wie nötig und so flach wie möglich“, um die Wasservorräte zu schonen und eine Klutenbildung zu vermeiden.

2.3 Größte Sorgfalt bei der Aussaat

Naturbelassene Silphiesamen keimen sehr unregelmäßig über einen Zeitraum von mehreren Monaten bzw. Jahren. Zur Aussaat ist deshalb nur vorbehandeltes Saatgut mit hoher Keimfähigkeit geeignet. Die Vorbehandlung hat in der Regel den zusätzlichen Effekt einer Homogenisierung des recht ungleichmäßig geformten, schlecht fließfähigen Saatguts.

Die Aussaat sollte zwischen Mitte April bis Ende Mai mit einer Saatstärke von 15 bis 22 keimfähigen Samen/m² (entspricht ca. 3,0 bis 3,5 kg/ha) in Reihenweiten von 37,5 cm bis 75 cm erfolgen. Die Reihenabstände sind dabei auf die vorhandene Pflügetechnik auszurichten, um bei Bedarf eine mechanische Unkrautregulierung vornehmen zu können. Die weite Saatzeitspanne bietet die Möglichkeit, auf günstige Bedingungen für die Saat zu warten und eine sachgerechte Saatkorbereitung durchzuführen.

Für die Aussaat haben sich pneumatische Einzelkornsämaschinen mit 2,1 mm Lochscheiben (Säuscheibe für Sonnenblumen, Zuckerrübe und Sorghumhirse) bewährt. Die Lochgröße kann zur Minimierung des Anteils an Mehrfachbelegungen der Samen bis etwa 1,2 mm reduziert werden. Der Einsatz von Drillmaschinen ist ebenfalls möglich. Allerdings sind hier deutliche Abstriche bei der Ablagegenauigkeit zu verzeichnen. In jedem Fall sind ein Probelauf und möglicherweise eine Modifikation der Sämaschine vor dem Einsatz im Feld zu empfehlen, um eine homogene Verteilung des Saatguts zu gewährleisten.

Wichtig ist eine flache Ablage der Samen in gleichmäßiger Tiefe von 1 bis 2 cm, da die Keimlinge eine relativ geringe Triebkraft aufweisen. Druckrollen an der Sämaschine verbessern den Bodenschluss. Bei lockerem Boden ist nach der Saat unbedingt zu walzen.

Ein Verfahren zur Bestandesetablierung der Silphie ist die Anlage unter Deckfrucht Mais. Vorteile sind, neben der Überbrückung des ertragslosen Etablierungsjahres, auch der Schutz vor Spätverunkrautung und die Möglichkeit der Verwendung in Mais zugelassener Herbizide. Gleichzeitig erhöht sich bei geringem Wasserangebot das Risiko für einen unzureichenden Aufgang und eine verzögerte Entwicklung der Silphie. Die Aussaat beider Kulturen wird vorzugsweise mit einer pneumatischen Einzelkornsämaschine in einem Arbeitsgang durchgeführt. Dazu erfolgt eine abwechselnde Befüllung der Behälter mit Silphie- und Maissaatgut. Die einzelnen, separat tiefengeführten Aggregate sollten sich auf 37,5 cm Reihenabstand einstellen lassen, wodurch die Silphie ab dem zweiten Standjahr (ohne Mais) auf 75 cm Endabstand steht. Als Faustzahl für die Saatstärke der Deckfrucht gilt die halbe ortsübliche Saatstärke.

Bei Bodentemperaturen $> 15\text{ °C}$ und ausreichender Bodenfeuchte läuft die Silphie nach etwa 14 Tagen auf. Eventuell zu dicht stehende Pflanzen müssen nicht vereinzelt werden, da sich die Bestände selbst regulieren. Ein Umbruch sollte erst bei weniger als 4 Pflanzen/m² und schlechter Verteilung erwogen werden.

Ziel im Anlagejahr muss es sein, bis zum Herbst einen weitgehenden Bestandeschluss zu erreichen und Silphiepflanzen mit ca. 10 bis 12 Blättern und einem Rosettendurchmesser von etwa 40 bis 50 cm zu etablieren. Diese garantieren ein vollständiges Schossen im Folgejahr und bereits im ersten Erntejahr einen hohen Ertrag.

2.4 Pflanzenschutz zwingend erforderlich

Als einziges zugelassenes Herbizid für die Durchwachsene Silphie ist derzeit Stomp Aqua gelistet. Es kann in gepflanzten, gesäten sowie etablierten Beständen einmal im Jahr mit einer maximalen Aufwandmenge von 3,5 l/ha angewendet werden. Auch eine Anwendung im Splitting-Verfahren ist möglich, meist jedoch mit Abstrichen in der Wirksamkeit verbunden. Bei der Saat empfiehlt sich die Applikation von Stomp Aqua im Voraufbau mit 3,5 l/ha als Standardmaßnahme.

Für den Einsatz weiterer Pflanzenschutzmittel muss eine Genehmigung der Anwendung nach § 22 (2) PflSchG bei der zuständigen Pflanzenschutzdienststelle eingeholt werden.

Bei Etablierung von Durchwachsener Silphie unter Deckfrucht Silomais ist es erlaubt, in Mais zugelassene Pflanzenschutzmittel einzusetzen, da der Silomais als Hauptkultur fungiert. Nach derzeitigem Kenntnisstand über die Phytotoxizität und Wirksamkeit der Herbizide beschränkt sich die Auswahl jedoch auf Stomp Aqua (4,4 l/ha!) und einige Graminizide, wie beispielsweise Focus Ultra.

Aufgrund der weiten Reihenabstände ist eine Maschinenhacke bei Reinsaaten problemlos möglich. Diese sollte beim gegenwärtigen Zulassungsstand von Herbiziden im Anlagejahr eingeplant werden. Wenn Unkräuter die Silphiejungpflanzen überwachsen, ist ein Abmulchen der Bestände ca. 10 bis 15 cm über dem Boden ratsam. Diese Maßnahme kann gegebenenfalls wiederholt werden.

2.5 Ausreichende Nährstoffversorgung ist wichtig

Die Ermittlung des Nährstoffbedarfs erfolgt im konkreten Fall für das betriebliche Ertragsniveau auf der Basis verschiedener Standort- bzw. Einflussfaktoren sowie auf der Grundlage der Bodenuntersuchungsergebnisse. Die Vorgaben der Düngeverordnung 2017 sind dabei insbesondere zur Düngebedarfsermittlung für N und P zu beachten.

Grundlage zur schlagbezogenen Düngebedarfsermittlung gemäß Düngeverordnung ist das PC-Programm BESyD (alternativ: handschriftliche Düngerbedarfsermittlung). Die der Berechnung zugrunde liegenden Nährstoffentzüge beinhaltet Tabelle 1.

Tab. 1: Nährstoffentzug von Durchwachsener Silphie/TLL-Richtwerte

	Nährstoffentzug (kg/dt Erntegut)						
	N	P	P ₂ O ₅	K	K ₂ O	Mg	MgO
Silphie (100 % TS ¹⁾)	0,88	0,18	0,41	1,86	2,24	0,34	0,58
Silphie (26 % TS ¹⁾)	0,23	0,05	0,11	0,48	0,58	0,09	0,15

¹⁾ Trockensubstanz.

Vor der Anlage eines Silphiebestandes empfiehlt sich eine Bodenuntersuchung zur Feststellung des Versorgungszustands. Zur Anlage ist die Nährstoffgehaltsklasse C bei P, K und Mg anzustreben. Eine Düngung auf einen N-Bedarfswert von 100 kg/ha zur Saat bzw. Pflanzung ist ausreichend. Bei durchschnittlichen N_{min}-Gehalten im Boden entspricht das in der Regel einer N-Düngergabe von rund 50 kg/ha. Die Düngung kann mineralisch erfolgen, auch eine Einarbeitung von Gärrest oder Gülle vor der Saat/Pflanzung ist möglich.

Der N-Bedarf ist abhängig von der Ertragserwartung. Silphie benötigt ca. 0,9 kg N zur Bildung einer dt Trockenmasse (TM). Der N-Bedarfswert beträgt 135 kg N/ha für ein Ertragsniveau von 150 dt TM/ha. Bei geringeren Erträgen muss ein N-Abzug von 10 kg N/ha je 10 dt TM/ha berücksichtigt werden. Für höhere Erträge kann ein N-Zuschlag von 10 kg N/ha je 10 dt TM/ha erfolgen. Die mineralische Düngung ist im zeitigen Frühjahr je nach Jahreswitterung von Ende März bis Ende April vorzunehmen.

Zur optimalen Pflanzenernährung und zur Erhaltung des optimalen Nährstoffversorgungszustandes des Bodens ist eine regelmäßige Düngung mit P, K und Mg erforderlich. Bei einem Ertragsniveau von 150 dt TM/ha ist mit jährlichen Entzügen von 20 bis 30 kg P/ha, 250 bis 300 kg K/ha, 50 bis 55 kg Mg/ha und 350 bis 400 kg Ca/ha zu rechnen. Diese können zu Vegetationsbeginn als Vorratsdüngung alle zwei bis drei Jahre ersetzt werden.

Eine organische Düngung mit Gülle oder Gärresten verträgt die Silphie gut. Eventuelle Beschädigungen der Schosstrieb durch die Überfahrten kompensiert die Pflanze problemlos. Die optimale Zeitspanne für die organische N-Düngung liegt zwischen Ende März und Mitte April und muss nach Düngeverordnung ebenso auf einer Düngebedarfs-ermittlung für N und P basieren.

2.6 Mit der Ernte nicht zu lange warten

Die Ernte der gesamten Pflanze erfolgt bei TS-Gehalten zwischen 25 und 27 Prozent mit einem praxisüblichen Feldhäcksler mit reihenungebundenem Maisgebiss oder im Idealfall mit einem speziell für Ganzpflanzen und alternative Energiepflanzen entwickelten Schneidwerk. Bei derartigen Schneidwerken werden die Pflanzen durch den Mähbalken sehr sauber abgemäht und von der groß dimensionierten Einzugschnecke störungsfrei eingezogen. Besonders vorteilhaft sind Seitentrennmesser, die eine zügige, verlustarme Ernte der stark ineinander verwachsenen Pflanzen ermöglichen. Die Überfahrten mit schwerer Technik beeinträchtigen die Bestände auch bei ungünstigen Bodenbedingungen in den Folgejahren nicht.

Je nach Anbauregion erreicht die Silphie die Erntereife Ende August bis Mitte/Ende September. Die Pflanzen befinden sich zu diesem Zeitpunkt im Stadium Blühende/Beginn Samenreife. Für die exakte Festlegung des Erntetermins ist eine TS-Bestimmung zu empfehlen.

Nach der Ernte wird das Häckselgut unter Zugabe von Siliermitteln siliert. Bei geringerem Flächenumfang kann die Silierung zusammen mit dem frühen Silomais oder den letzten Grasschnitten erfolgen.

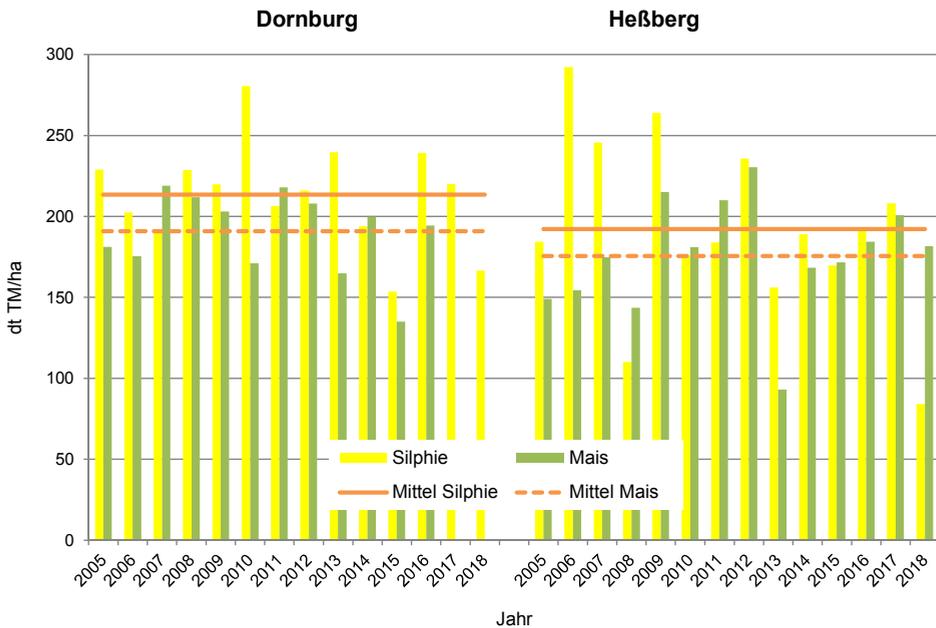


Abb. 1: TM-Ertrag von Durchwachsener Silphie im Vergleich zu Silomais, VS Dornburg und Heßberg 2005 bis 2018

Die Erträge liegen bei optimaler Entwicklung im Anlagejahr und vergleichbarer Flächengüte auf dem Niveau des Silomais am jeweiligen Standort (Abb. 1).

Die Silage der Durchwachsenen Silphie ist als Viehfutter und Koferment für die Biogasanlage geeignet. Das Erntegut weist eine gute Siliereignung auf, wobei bei TS-Gehalten ab 25 % kaum noch Sickersaft austritt. Die Methanausbeuten belaufen sich auf ca. 285 NI/kg oTS. Daraus ergeben sich theoretische Methanerträge je Flächeneinheit zwischen 3.700 und 4.600 m³/ha, die etwa 10 bis 15 % unter dem Niveau von Silomais liegen.

3 Verfahrensbewertung

Die ökonomische Bewertung des Anbaus erfolgte auf Basis der bisherigen Versuchsergebnisse, der betreuten Praxisflächen sowie der Befragung der Silphieanbauer. Vergleichbare Verfahrensschritte bzw. Arbeitsgänge lehnen sich an die „Betriebswirtschaftlichen Richtwerte Silomaisproduktion“ (Degner 2016) an. Für die Berechnungen sind die Produktionsbedingungen in Thüringen auf 20 ha Schlaggröße mit 100 % Pachtflächenanteil unterstellt worden.

Die Nutzungsdauer wurde mit 10 Jahren im unteren Bereich der zu kalkulierenden Ertragsjahre gewählt. Dazu ist noch ein ertragsloses Jahr für die Bestandesetablierung hinzuzurechnen. Die Ertragshöhe von 130 dt TM/ha (mittlerer Ertrag) bzw. 160 dt TM/ha (hoher Ertrag) basiert auf den durchschnittlichen Praxis- und Parzellenerträgen und bewegt sich dabei im Bereich des Silomais. Für die Kalkulation wurde des Weiteren für den Praxisertrag eine landwirtschaftliche Vergleichszahl von 45 bzw. 55 (hoher Ertrag) herangezogen. Gleiches gilt für die Ackerzahl. Die Unterteilung in Nutzungs- und Erntejahre resultiert daraus, dass die Durchwachsene Silphie im Anlagejahr keinen Ertrag bildet. Die relativ hohen Anlagekosten sind kapitalisiert mit 5 % verzinst und auf die 10 Erntejahre aufgeteilt. Unterschiede in der Höhe ergeben sich aus dem unterschiedlichen Pachtansatz der beiden Ertragsstufen. Hinsichtlich der Verwertungsvarianten ist der übliche Leistungsübergang frei Biogasanlage, d.h. inklusive Silierungskosten und Silageverluste, abgebildet worden.

Nach anfänglicher Pflanzung hat sich in den letzten Jahren die Etablierung der Bestände durch Saat durchgesetzt. In die Berechnung der Aufwendungen für die Bestandesanlage gingen eine zweimalige Bodenbearbeitung, eine Düngung in Höhe von 50 kg N/ha und Saatgutkosten von 400 €/kg bei einem Saatgutbedarf von 3,0 kg/ha ein. Als Drilltechnik wurde eine Einzelkornsämaschine, wie sie für die Maisaussaat üblich ist, veranschlagt. Da sich die Silphiejungpflanzen relativ langsam entwickeln, liegen der Berechnung zwei Herbizidmaßnahmen und eine Maschinenhacke zugrunde.

Beim Saatverfahren belaufen sich die Anlagekosten auf 1.778 €/ha bei mittlerem bzw. 1.814 €/ha bei hohem Ertragsniveau. Die Aufwendungen für die Bestandesetablierung liegen somit bei 10 Erntejahren bei 205 €/ha bzw. 209 €/ha (Tab. 2). Legt man eine Nutzungsdauer von 15 Jahren zugrunde, würden die Kosten auf rund 75 % dieses Wertes sinken.

Tab. 2: Richtwerte für die Aussaat von Silphieflächen bei zwei Intensitätsstufen

Position	Einheit	Mittlerer Ertrag	Hoher Ertrag
Direktkosten (Saatgut, Düngemittel etc.)	€/ha	1.326	1.326
Arbeits erledigungskosten inklusive Leitung und Verwaltung	€/ha	322	322
Sonstige Kosten (Pacht, Berufsgenossenschaft etc.)	€/ha	232	268
Summe der Kosten	€/ha	1.880	1.916
Herstellungskosten inklusive Nutzungskosten, Nährstoffrückführung und Zinsansatz	€/ha	1 778	1 814
Nutzungsdauer	Jahre	10	10
Aufwand Bestandesanlage (abgezinst)	€/ha	205	209

Diese Anlagekosten gingen wiederum in die Berechnung der Kosten der Nutzungsjahre ein. Die Berechnung der Düngerkosten erfolgte anhand der ermittelten mittleren Entzüge als Mineraldüngung für die Erntejahre, wobei die Nährstoffgehalte im Gärprodukt gegengerechnet wurden. Da ab dem zweiten Anbaujahr ein Herbizideinsatz in der Regel nicht mehr erforderlich ist und nur in Ausnahmefällen erforderlich sein sollte, wurden hier nur minimale Kosten veranschlagt. Weitere Arbeitsgänge, die sich im Wesentlichen auf Ernte und Konservierung beschränken, entsprechen weitgehend der Silomaisproduktion unter den Bedingungen Thüringens.

Daraus resultierend ergeben sich Kosten von 1.594 €/ha bzw. 14,00 €/dt TM (mittlerer Ertrag) und 1.852 €/ha bzw. 13,20 €/dt TM (hoher Ertrag). Unter Berücksichtigung der Gärrestrückführung, der Flächenzahlungen und des Zinsansatzes entstehen somit Kosten von 12,80 €/dt TM bzw. 3,30 €/dt FM bei mittlerem sowie 12,20 €/dt TM bzw. 3,20 €/dt FM bei hohem Ertragsniveau (Tab. 3). In Bezug auf die Kosten je dt TS ist die Silphie bei Etablierung durch Saat dem Mais bei einer Nutzungsdauer von 10 Jahren um knapp 5 % überlegen, hinsichtlich der Kosten je dt Frischmasse liegt der Vorteil bei etwa 20 %. Dieser Vergleich ist jedoch wenig aussagekräftig, da letztlich die Rohstoffkosten für die Biogasanlage entscheidend sind. Diese liegen durch die geringeren Methangehalte mit 13,4 (mittlerer Ertrag) bzw. 12,8 ct/kWh_{Strom} (hoher Ertrag) etwa 20 % über denen von Silomais, der Kosten von 10,7 (mittlerer Ertrag) bzw. 11,2 ct/kWh_{Strom} (hoher Ertrag) verursacht

Tab. 3: Richtwerte für die Produktion von Silphiesilage als Gärsubstrat bei zwei Intensitätsstufen, Mittel für 10 Erntejahre

Position	Einheit	Mittlerer Ertrag = 130 dt TM/ha	Hoher Ertrag = 160 dt TM/ha
Direktkosten (Düngemittel, Pflanzenschutzmittel etc.)	€/ha	342	417
Arbeitserledigungskosten inklusive Leitung und Verwaltung	€/ha	586	676
Gebäudekosten (Silo)	€/ha	175	215
Sonstige Kosten (Pacht, Berufsgenossenschaft etc.)	€/ha	232	268
Kosten für Bestandesetablierung	€/ha	205	209
Kosten für Gärproduktlagerung	€/ha	54	67
Summe der Kosten	€/ha	1.594	1.852
	€/dt_{TM}	14,00	13,20
Herstellungskosten inklusive Nutzungskosten, Nährstoffrückführung und Zinsansatz	€/dt _{TM}	12,80	12,20
Rohstoffkosten Biogasanlage	ct/kWh _{Strom}	13,4	12,8

Die Bewertung der „Silphiesaat unter Deckfrucht Silomais“ ergab, dass das Verfahren dem Landwirt, abgesehen von der Abpufferung des ertragslosen Anlagejahres durch den Silomaisertrag, bei der Etablierung der Silphie keine monetären Vorteile verschafft. Bei trockenen Witterungsbedingungen nach der Saat und unzureichenden Niederschlagsmengen über die Vegetationszeit steigt das Etablierungsrisiko an.

Die detaillierten betriebswirtschaftlichen Richtwerte für die unterschiedlichen Verfahren der Silphieproduktion, getrennt in Anlage- und Nutzungsjahre, beinhaltet die „Leitlinie zur effizienten und umweltgerechten Produktion von Durchwachsener Silphie“ (http://www.tll.de/www/daten/publikationen/leitlinien/ll_silphie.pdf).

4 Fazit

Die Durchwachsene Silphie hat sich in den letzten Jahren in der landwirtschaftlichen Praxis etabliert. Dabei ist ihr Anbauumfang vor allem in Regionen mit hohem Vieh- und Biogasanlagenbestand und folglich hohem Maisanteil in der Fruchtfolge deutlich gewachsen. Hier kommen die ökologischen Vorteile der Silphie voll zum Tragen. Eine ganzjährige Bodenbedeckung und -durchwurzelung erzeugt vor allem in Hanglagen einen effizienten Erosionsschutz. Durch den Verzicht auf Bodenbearbeitung und den Eintrag von Biomasse verbessert sich das Bodenleben und der Humusgehalt des Bodens wird nachhaltig erhöht. Unzählige Insekten finden während der langen Blütezeit von Juli bis September ein reichhaltiges Angebot an Nahrung. Somit trägt die Silphie zur Steigerung der Biodiversität in der Landschaft bei. Gleichzeitig führt dies zu einer Erhöhung der Attraktivität des Landschaftsbildes und kann am richtigen Standort das Image der Landwirtschaft nachhaltig verbessern. Die ökologischen Vorteile der Silphie gegenüber dem Mais sollten für den Landwirt zukünftig auch monetär Berücksichtigung finden.

Im Anbauverfahren der Durchwachsenen Silphie gibt es dabei durchaus noch Optimierungsmöglichkeiten. Die hohen Aufwendungen, insbesondere zur Bestandespflege und Unkrautbekämpfung in den Beständen sowohl bei Saat als auch bei Pflanzung, sind gegenwärtig der bevorzugten Nutzung von Rest- und Splitterflächen, die mitunter im Vorfeld nicht ackerbaulich genutzt wurden, geschuldet. Die mechanische Pflege verursacht hohe Kosten, die bei Verfügbarkeit geeigneter Herbizide verringert werden können. Auch eine mit dem Silphieanbau verbundene Honigproduktion würde zu erheblichen Mehreinnahmen führen, die die Attraktivität dieser Kultur verbessert. Die seit 2018 mögliche Anrechnung der Silphie als ökologische Vorrangfläche im Rahmen des Greenings mit einem Gewichtungsfaktor von 0,7 bietet für engagierte Landwirte einen zusätzlichen Anreiz zur Anlage von Silphiebeständen.

Im Thüringer Landesamt für Landwirtschaft und Ländlichen Raum wurden zahlreiche alternative Biogaspflanzen in Feldversuchen geprüft, von denen die Durchwachsene Silphie, trotz ihrer höheren Anforderungen bei der Bestandesanlage und der ökonomischen Nachteile, eine echte Ergänzung zum Silomais darstellt.

Literatur

Degner, J. (2016): Richtwerte für Herstellungskosten von Silomais. http://www.tl.de/www/daten/publikationen/richtwerte/brw_sm_1116.pdf, Zugriff am 15. 5.2019

Vermarktung von Biogas-Gärprodukten an Kundengruppen außerhalb der Landwirtschaft

CARSTEN HERBES, JOHANNES DAHLIN, PETER KURZ

1 Hintergrund

Biogasanlagen in Deutschland erzeugen mehr als 65 Mio. Kubikmeter Gärprodukte (Möller and Müller 2012). Der weitaus größte Teil dieser Gärprodukte, einschließlich unaufbereiteter Gärreste, wird an landwirtschaftliche Betriebe, häufig in der unmittelbaren Umgebung der jeweiligen Biogasanlage, abgegeben (Luyten-Naujoks 2015). Es wird kritisiert, dass Gärprodukte aus Biogasanlagen zur Erhöhung der Nitratwerte im Grundwasser beitragen (Wendland 2018). So unterliegt dieser Nutzungspfad immer stärkeren Beschränkungen. Die neue Düngeverordnung von 2017 bezog erstmals Biogasgärprodukte bei der Berechnung der Stickstoffzufuhr durch Wirtschaftsdünger mit ein, für die eine Obergrenze von 170 kg N/ha gilt. Auf der anderen Seite können die vorgegebenen Mindestverfügbarkeiten für Stickstoff in der Düngeverordnung, die z.T. über den tatsächlichen Verfügbarkeiten für feste Gärprodukte liegen, zusammen mit den generellen Unsicherheiten der Stickstoffverfügbarkeit bei organischen Düngemitteln (Sogn et al. 2018) ein Absatzhemmnis für diese Gärprodukte im landwirtschaftlichen Bereich sein (Luyten-Naujoks 2018).

Von daher wird es für Biogasanlagen immer schwieriger, die Gärprodukte auf landwirtschaftlichen Flächen auszubringen (Dahlin et al. 2015). Die Aufbereitung und die Herstellung handelsfertiger Produkte wie Gartendünger oder Gartenerden, die auch für Konsumenten gut handhabbar sind, eröffnen Vermarktungsmöglichkeiten außerhalb der Landwirtschaft, gerade für feste Produkte wie Pellets. Noch sind diese Produkte für Konsumenten eher Nischenangebote und nicht breit am Markt etabliert. Auch fehlen Erkenntnisse zu den Wahrnehmungen, den Präferenzen und zum Verhalten der „neuen“ Abnehmer, die für eine erfolgreiche Vermarktung nötig sind. In diesem Beitrag werden in Kapitel 2 zunächst mögliche Abnehmergruppen außerhalb der Landwirtschaft skizziert, bevor in Kapitel 3 für die Gruppe der Hobbygärtner (Privathaushalte) Ergebnisse empirischer Forschung zu den Präferenzen und zu den Zahlungsbereitschaften präsentiert werden. In Kapitel 4 werden die Implikationen der Ergebnisse für das Marketing diskutiert und die zukünftigen Herausforderungen bei der Vermarktung von Gärprodukten an Hobbygärtner aufgezeigt.

2 Mögliche Abnehmergruppen außerhalb der Landwirtschaft und ihre Bedürfnisse

Als außerlandwirtschaftliche Zielgruppen kommen vor allem Betriebe des Garten- und Landschaftsbaus, Gärtnereibetriebe und Privathaushalte in Frage. Aus einer Gesamtsicht ist die Abgabe an diese Akteure sicherlich nicht die vollständige Lösung für die Nährstoffmengen, die heute in diversen Regionen in der Landwirtschaft nicht genutzt werden können. Aber die neuen Abnehmergruppen können zumindest ein Element in einer umfassenden Verwertungsstrategie für Biogas-Gärprodukte sein.

Für eine erfolgreiche Vermarktung müssen Biogasanlagenbetreiber die Bedürfnisse der verschiedenen Kundensegmente differenziert adressieren. So bevorzugen Privatkonsumenten feste Produkte in Form von Pellets oder Kügelchen oder allenfalls konzentrierte Flüssigprodukte (Dahlin et al. 2016), während landwirtschaftliche Nutzer auch unaufbereitete Gärprodukte mit einem Trockensubstanzgehalt von 7–10 % und entsprechend hohen Volumina unter Nutzung herkömmlicher Ausbringttechnik als Dünger zum Einsatz bringen können. Ein weiterer Unterschied bezüglich der Produkteigenschaften betrifft den Geruch des Produktes, der für landwirtschaftliche Nutzer kaum eine Rolle spielt, für Privatgärtner dagegen schon.

Ein weiterer Unterschied sind die etablierten Vertriebskanäle. Während für landwirtschaftlichen Nutzer eine direkte Geschäftsbeziehung mit der abgebenden Biogasanlage normal ist, wollen Privatgärtner diese Produkte im Einzelhandel erwerben, Garten- und Landschaftsbaubetriebe sowie Gartenbaubetriebe bewegen sich je nach Größe zwischen diesen beiden Polen.

Auch der Preis ist unterschiedlich. Die Zahlungsbereitschaften von Konsumenten werden im nächsten Kapitel ausführlich beleuchtet, aber generell werden unaufbereitete Gärprodukte, je nach regionaler Nährstoffversorgung, häufig kostenlos abgegeben. In bestimmten Regionen zahlen Biogasanlagenbetreiber sogar bis zu 25 Euro pro Tonne an die aufnehmenden Landwirte für die Abgabe, da sie mit gülleabgebenden Betrieben um die Ausbringungsflächen konkurrieren (Dahlin et al. 2015). Privatkonsumenten dagegen zahlen erhebliche Beträge, z.T. werden am Markt für kleine Gebinde von organischen Rasendüngern ein bis vier Euro pro Kilogramm verlangt. Selbst wenn noch erhebliche Margen für den Einzelhandel abzuziehen sind, kann eine Vermarktung an Privathaushalte für Biogasanlagenbetreiber finanziell hoch attraktiv sein.

Schlussendlich haben verschiedene Kundensegmente auch verschiedene Bedürfnisse was die Kommunikation angeht. Für landwirtschaftliche Betriebe genügt im Wesentlichen die Charakterisierung der Gärprodukte im Hinblick auf Nährstoffe und unerwünschte Substanzen. Privatgärtner hingegen erwarten mehr Anleitung zur Nutzung und eine klare Kommunikation der Vorteile des Produktes, wobei diese die Düngewirkung betref-

fen können aber auch die positiven Umweltwirkungen, die durch das Schließen von Nährstoffkreisläufen entstehen.

3 Entscheidungskriterien und Zahlungsbereitschaften von Hobbygärtnern als Abnehmer von Gärprodukten

In Kapitel 2 wurde deutlich, dass Hobbygärtner eine attraktive Zielgruppe für die Vermarktung von Düngern und Erden auf Basis von Biogas-Gärprodukten sein können. In diesem Kapitel beleuchten wir nun, wie die Konsumenten beim Kauf von Düngern und Erden entscheiden. Dabei wird zunächst betrachtet, wie wichtig die einzelnen Attribute (z.B. Art der Erde) für die Konsumenten sind und welche Ausprägungen / Levels der Attribute (z.B. Universalerde vs. Blumenerde) jeweils positiv bzw. negativ sind. Anschließend wird für Gartenerden analysiert, wie sich diese Präferenzen in Zahlungsbereitschaften übersetzen lassen.

Grundlage der folgenden Auswertungen sind zwei Discrete-Choice-Experimente (Desarbo et al. 1995; Lancaster 1966; Louviere and Woodworth 1983; Wedel and Kamakura 2000), die von der HfWU Nürtingen-Geislingen gemeinsam mit Kantar TNS mit jeweils 500 Konsumenten durchgeführt wurden (Dahlin et al. 2016): eines für Dünger und eines für Erden. Dabei wurden in jedem Choice-Experiment den Probanden in 12 Durchgängen jeweils drei verschiedene Produkte präsentiert, zwischen denen sie sich entscheiden mussten, auch eine Ablehnung aller drei in einem Durchgang gezeigten Produkte war möglich. Auf Basis der Auswahlentscheidungen lässt sich der Anteil der Komponenten am Gesamtnutzen des Produktes ermitteln. Zur Bestimmung dieser sogenannten Teilnutzenwerte werden verschiedene Regressionsmodelle eingesetzt. Zunächst wurde auf Basis dieser Teilnutzenwerte mithilfe eines Logit-Modells ein „Importance Score“ berechnet, d.h. es werden die Wichtigkeiten der einzelnen Komponenten am Gesamtprodukt berechnet. Zum Beispiel kann dadurch ermittelt werden, dass der Preis 38,6 % des Anteils am Gesamtnutzen der Erde ausmacht, hingegen das Vorhandensein eines Bio-Labels lediglich 6,6 %. Außerdem können Zahlungsbereitschaften für die einzelnen Eigenschaften berechnet werden, in dem man den Nettonutzen einer Produkteigenschaft dem zu zahlenden Preis gegenüberstellt (Rao 2014). Weiterhin lässt sich auf Basis der Experimente eine Latent-Class-Analyse rechnen (Green et al. 1976; Ramaswamy and Cohen 2007; Teichert 2000) mittels derer die Befragten in verschiedene Gruppen eingeteilt werden können. Innerhalb der Gruppen ist das Entscheidungsverhalten jeweils sehr ähnlich und zwischen den Gruppen unterscheidet es sich relativ stark. Die Attribute der zur Auswahl stehenden Produkte wurden auf Basis vorangegangener qualitativer Interviews festgelegt, deren Ergebnisse in diesem Beitrag aber nicht im Detail wiedergegeben werden.

Zunächst wurde für die Düngerprodukte ermittelt, wie wichtig (Importance Score) verschiedene Attribute für verschiedene Kundengruppen (Latent Classes) sind (Dahlin et al. 2017). Tabelle 1 zeigt deutliche Unterschiede zwischen den Gruppen. Während die Entscheidung von Konsumenten der Gruppe „Preissensible Kunden“ zu 80 % vom Preis bestimmt wird, spielt dieser für die „Premiumproduktkunden“ kaum eine Rolle. Und die Bedeutung des Kriteriums „Bio“ reicht von 1 % für die „Preissensiblen Kunden“ bis 19 % für die „Preissensiblen grünen Kunden“. Der Nährstoffgehalt, für landwirtschaftliche Betriebe das dominante Entscheidungskriterium spielt für die Privatkunden kaum eine Rolle: Der Importance Score des Nährstoffgehaltes liegt, bis auf die „Mehrkriterienkunden“ nur zwischen 5 % und 8 %.

Tab. 1: Importance Score der Attribute für Gartendünger, differenziert nach Latent Classes

	Universal Produkt Kunden Gruppe 1 n = 53	Preissensible grüne Kunden Gruppe 2 n = 36	Preissensible Kunden Gruppe 3 n = 96	Mehrkriterien Kunden Gruppe 4 n = 273	Premium Produkt Kunden Gruppe 5 n = 46
Produktbezeichnung (Universaldünger / Blumendünger)	34 %	1 %	2 %	12 %	3 %
Marke (Premium / Mittel- klasse / Eigenmarke)	7 %	6 %	6 %	9 %	46 %
Bio (nein / ja)	12 %	19 %	1 %	18 %	13 %
Nährstoffgehalte (NPK)	8 %	6 %	7 %	15 %	5 %
Rohstoff (organisch / mineralisch)	4 %	1 %	4 %	5 %	14 %
Preis (6€ / 9€ / 12€)	35 %	67 %	80 %	39 %	19 %

Grün: hohe Bedeutung; ohne Farbe: mittlere Bedeutung; rot: geringe Bedeutung

Die gleiche Analyse wurde für die Gartenerden durchgeführt (Tab. 2) (Dahlin et al. 2019). Auch hier zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den Gruppen, auch wenn diese etwas anders geschnitten sind als beim Choice Experiment zu Düngern. Für die „Rohstoffsensiblen Kunden“ machen die Umwelteigenschaften (Bio, torffrei, mit bzw. ohne Guano, Rohstoffherkunft) zusammen 77 % aus. Für die „Preissensiblen Kunden“ dagegen nur 17 %. Bei den meisten Attributen geht die Bewertung der verschiedenen Level für alle Kundengruppen in dieselbe Richtung, so ist ein mit „Bio“ gelabeltes Produkt für alle Kundengruppen besser als eines ohne dieses Label, nur die Wichtigkeit des Attributes unterscheidet sich. Bei zwei Attributen ist dies jedoch nicht so. Beim Attribut „Preis“ ist für die „Premiumproduktkunden“ ein hoher Preis besser als ein niedriger, für alle anderen Kundengruppen ist das nicht so. Das gilt sowohl für die Gartenerden als

auch für die Dünger. Beim Attribut „Guano“ ist für die „guano-meidenden rohstoffsensiblen Kunden“ (Gruppe 1) die Ausprägung „mit Guano“ negativ. Für die „qualitätssensiblen Kunden“ (Gruppe 4) dagegen ist ein solches Label positiv.

Tab. 2: Importance Score der Attribute für Gartenerden, differenziert nach Latent Classes

	Rohstoff-sensible Kunden (Guano meidend) Gruppe 1 n = 55	Qualitäts-sensible Kunden (Torffrei + Guano) Gruppe 2 n = 148	Preissensible Kunden (Eigenmarke) Gruppe 3 n = 127	Rohstoff-sensible Premiummarken-Kunden Gruppe 4 n = 61	Label-affine Mittelklasse-Kunden Gruppe 5 n = 116
Produktbezeichnung (Universal / Blumenerde)	6 %	4 %	3 %	1 %	11 %
Marke (Premium / Mittelklasse / Eigenmarke)	5 %	7 %	10 %	7 %	9 %
Label I (Bio)	1 %	2 %	2 %	13 %	5 %
Label II (torffrei)	1 %	11 %	5 %	11 %	9 %
Label III (mit Guano)	20 %	11 %	5 %	9 %	3 %
Rohstoff (nachwachsende Rohstoffe / fermentierte Rohstoffe / Reststoffe aus Biogasanlage)	30 %	9 %	5 %	44 %	16 %
Preis (4€ / 6€ / 8€)	36 %	57 %	69 %	16 %	49 %

Grün: hohe Bedeutung; ohne Farbe: mittlere Bedeutung; rot: geringe Bedeutung

Beide Auswertungen zeigen: es gibt durchaus Kundengruppen, für die beim Kauf von Düngern und Erden genau die positiven Umwelteigenschaften wichtig sind, die Gärprodukte aufweisen: sie sind torffrei, guanofrei, stammen aus nachwachsenden Rohstoffen und können das Label „bio“ tragen. Aber lassen sich diese Präferenzen auch in entsprechende Zahlungsbereitschaften übersetzen? Das heißt: Sind Konsumenten bereit, signifikant mehr zu bezahlen für Produkte, die diese Eigenschaften mitbringen?

Um dieser Frage nachzugehen, wurden in den Choice-Experimenten auch die Zahlungsbereitschaften ermittelt. Für die die Produkte, die den TeilnehmerInnen des Experiments zur Auswahl vorgelegt wurden, wurden auch Preise als Attribute aufgeführt. Aus der Vielzahl der Entscheidungen aller Probanden können dann, mittels der Teilnutzenwertdifferenzen, Zahlungsbereitschaften für einzelnen Attributausprägungen ermittelt werden. Da diese Zahlungsbereitschaften immer zu einem sogenannten Reservationspreis berechnet werden, muss ein sogenanntes Basisprodukt als Referenz bestimmt werden. Für dieses Basisprodukt wurden die folgende Ausprägungen / Level der einzelnen Attribute zugrunde gelegt:

- Art der Erde: Universalerde
- Marke: Handelsmarke
- Label „bio“: ohne dieses Label
- Label „torffrei“: ohne dieses Label
- Label „mit Guano“: ohne dieses Label
- Rohstoffherkunft: „aus Reststoffen einer Biogasanlage“

So kann bei jedem Attribut für die anderen Ausprägungen (Abweichungen von den Basis-Ausprägungen) die Zahlungsbereitschaft der Probanden ermittelt werden. Also: Wenn das Produkt mit „Blumenerde“ bezeichnet wird, haben die Probanden im Durchschnitt eine Zahlungsbereitschaft von 0,39 Euro. D.h. die Veränderung gegenüber der Basisausprägung „Universalerde“ ist ihnen einen Aufpreis von 0,39 Euro pro 40-Liter-Sack wert. Gleichmaßen löst die Deklaration der Herkunft auf der Packung als „aus nachwachsenden Rohstoffen“ eine positive Zahlungsbereitschaft aus. Die Veränderung gegenüber der Basisausprägung „aus Reststoffen einer Biogasanlage“ generiert eine Mehrzahlungsbereitschaft von 2,21 Euro pro 40-Liter-Sack. Wichtig ist, zu verstehen, dass die Mehrzahlungsbereitschaften nicht einfach addiert werden dürfen. Die Werte in den Tabellen 3 und 4 gelten immer nur für die Veränderung des jeweiligen Attributes bei unveränderten Ausprägungen der anderen Attribute. So wäre im nachfolgenden Beispiel die Summe aller Mehrzahlungsbereitschaften 4,05 Euro, tatsächlich liegt die Mehrzahlungsbereitschaft für ein Produkt, das alle positiven Umwelteigenschaften besitzt und eine Premiummarke trägt, aber nur bei 3,27 Euro.

Beispielhaft zeigt Abbildung 1 die Größenordnung der Unterschiede der Zahlungsbereitschaften für verschiedene Produkte auf. So erzielt eine Universalerde einer Handelsmarke, die nicht mit den Attributen „bio“, „torffrei“ und „ohne Guano“ aufwarten kann und für die die Herkunft aus einer Biogasanlage offengelegt wird (Produkt 1) über alle Kunden im Mittel nur eine Zahlungsbereitschaft von 4,54 Euro pro Sack. Eine Blumen-erde einer Premiummarke, die die Labels „bio“, „torffrei“ und „ohne Guano“ trägt und deren Herkunft mit „aus nachwachsenden Rohstoffen“ beschrieben wird, die also positive Umweltwirkungen aufweist (Produkt 2), dagegen ist den Kunden 7,81 Euro pro Sack wert. Der Unterschied zwischen beiden Produkten beträgt 3,27 Euro, mithin kann der Anbieter einen Aufpreis von 72 % gegenüber dem Basisprodukt erzielen.

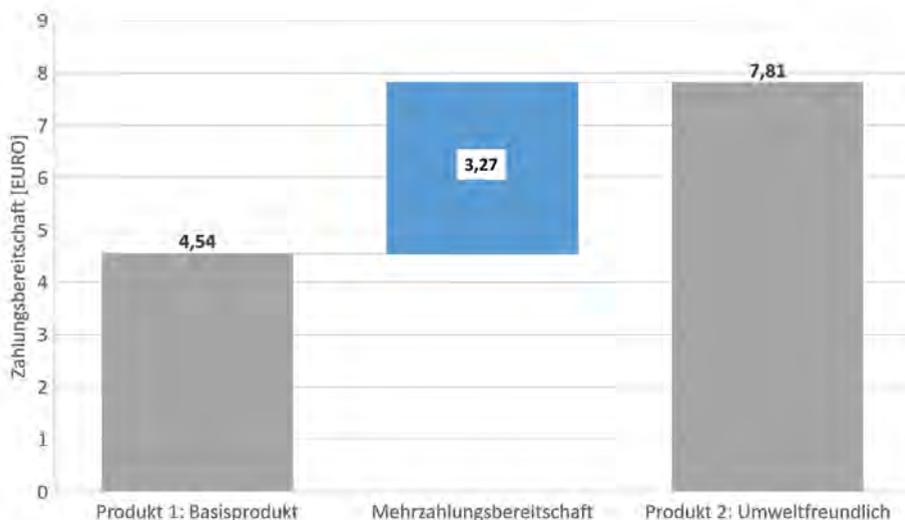


Abb. 1: Mehrzahlungsbereitschaft für eine Gartenerde einer Premiummarke mit positiven Umwelteigenschaften

Tabelle 3 zeigt die Einzelergebnisse für die Gartenerden, wieder getrennt nach verschiedenen Kundengruppen, die als Latent Classes in der Auswertung ermittelt wurden. Bei Betrachtung aller Kunden ohne Differenzierung nach Kundengruppen ist die Zahlungsbereitschaft für ein Erdenprodukt, das das Attribut „aus nachwachsenden Rohstoffen“ trägt, um 2,21 Euro pro 40-Liter-Sack höher als für ein Produkt, das explizit auf die Biogasherkunft hinweist. Dabei bewegt sich die Mehrzahlungsbereitschaft zwischen 4 Euro für die „Rohstoffsensiblen Premiummarken“-Kunden und nur 0,21 Euro für die preissensitiven Kunden. Wichtig für die Biogasanlagen ist auch, dass sowohl die Bezeichnung „aus nachwachsenden Rohstoffen“ als auch die Bezeichnung „aus fermentierten Reststoffen“ bei allen Kunden Mehrzahlungsbereitschaften gegenüber der Bezeichnung „aus Reststoffen einer Biogasanlage“ auslösen. Umgekehrt formuliert: Wenn die Biogasherkunft in der Kommunikation stark betont wird, wird das Produkt vom Kunden mit einem Abschlag in der Zahlungsbereitschaft abgestraft.

Tab. 3: Zahlungsbereitschaften (Mittelwerte) für bestimmte Ausprägungen der Attribute, differenziert nach Latent Classes [Euro]

Attribut	Level	Alle Kunden n = 507	Rohstoff-sensible Premium- marken- Kunden Gruppe 4 n = 61	Rohstoff-sensible Kunden (guano- meidend) Gruppe 1 n = 55	Label- affine Mittelklasse- Kunden Gruppe 5 n = 115	Preis-sensible Kunden Gruppe 3 n = 127	Qualitäts-sensible Kunden Gruppe 2 n = 149
Art der Erde	Blumenerde	0,39	-0,54	0,34	-4,00	-0,04	2,20
Marke	Premiummarke	0,10	2,42	-0,40	-4,00	-0,30	0,74
	Mittelklasse	0,08	-0,48	-0,21	4,00	-0,11	2,08
Label	Bio	0,52	3,00	0,70	4,00	0,11	2,15
Label	Torffrei	0,46	3,00	0,30	4,00	-0,16	2,12
Guano	mit Guano	0,37	-4,00	-1,28	-4,00	-0,17	4,00
Rohstoffe	aus nachwachsenden Rohstoffen	2,21	4,00	3,11	-4,00	0,21	2,44
	aus fermentierten Reststoffen	0,74	3,83	0,93	-4,00	0,08	2,13

Grün: hohe positive Zahlungsbereitschaft ggü. Basisvariante; ohne Farbe: geringe Zahlungsbereitschaft (positiv/negativ); rot: hohe negative Zahlungsbereitschaft

Eine Alternative zur Bildung von Latent Classes ist die Einteilung der Kunden nach psychografischen Merkmalen wie sie häufig durch Marketingabteilungen in Unternehmen erfolgt. Beispielhaft haben wir die Probanden des Choice-Experiments zu Erden auf Basis ihrer Antworten auf Fragen zum Umweltbewusstsein in Gruppen eingeteilt. Tabelle 4 macht deutlich, dass Probanden mit einem hohen Umweltbewusstsein auch die höchsten Mehrzahlungsbereitschaften für umweltfreundliche Ausprägungen bei den umweltbezogenen Attributen aufweisen und auch den höchsten Preisabschlag vornehmen, wenn ein Produkt Guano enthält.

Tabelle 4: Zahlungsbereitschaften (Mittelwerte) für bestimmte Ausprägungen der Attribute, differenziert nach Umweltbewusstsein der Probanden [Euro]

Attribut	Level	Umweltbewusstsein			
		hoch n = 181	mittel n = 192	niedrig n = 114	sehr niedrig n = 20
Art der Erde	Blumenerde	2,11	0,38	0,12	-0,22
Marke	Premiummarke	1,73	0,11	-0,35	-0,33
	Mittelklasse	1,42	0,03	-0,09	-0,15
Label	bio	2,14	0,42	0,11	0,01
Label	torffrei	2,24	0,41	0,00	-0,18
Guano	mit Guano	-2,31	-0,29	0,03	0,26
Rohstoffe	aus nachwachsenden Rohstoffen	3,86	2,02	1,28	0,70
	aus fermentierten Reststoffen	2,48	0,54	0,48	-0,1

Grün: hohe positive Zahlungsbereitschaft ggü. Basisvariante; ohne Farbe: geringe Zahlungsbereitschaft (positiv/negativ); rot: hohe negative Zahlungsbereitschaft

4 Implikationen für das Marketing und zukünftige Herausforderungen in der Vermarktung von Gärprodukten an Kundengruppen außerhalb der Landwirtschaft

Die Ergebnisse in Kapitel 3 haben gezeigt, dass umweltfreundliche Ausprägungen wie „bio“, „torffrei“ oder „ohne Guano“ zu deutlich erhöhten Zahlungsbereitschaften bei den Kunden führen können. Es wurde auch deutlich, dass eine Betonung der Herkunft aus einer Biogasanlage im Vergleich zu anderen Herkunftsbezeichnungen die Zahlungsbereitschaft der Kunden reduziert. Wichtig dabei ist, dass sich die Zahlungsbereitschaften zwischen den Kundengruppen deutlich unterscheiden. Das gilt sowohl bei einer Einteilung der Kunden nach Latent Classes als auch bei einer Einteilung nach Umweltbewusstsein.

Vermarkter von gärproduktbasierten Gartendüngern oder -erden können diese Ergebnisse in ihre Marketingstrategien einfließen lassen. „Bio“ und „torffrei“ sind in jedem Fall wertvolle Eigenschaften, die den Kunden prominent kommuniziert werden sollten, da sie bei nahezu allen Kunden Mehrzahlungsbereitschaften auslösen. Guano ist ein zweiseitiger Produktbestandteil. Von einigen Kunden (z.B. Kunden mit sehr niedrigen Umweltbewusstsein) wird er positiv beurteilt, von den meisten anderen dagegen negativ. Die Biogasherkunft sollte, es sei denn man zielt auf die (relativ große) Gruppe der „Labelaffinen Mittelklassekunden“, nicht unbedingt prominent kommuniziert werden.

Die Vermarktung von Gärprodukten in das Segment der Privatgärtner bleibt aber auch mit Kenntnis der Konsumentenpräferenzen eine große Herausforderung für Betreiber von Biogasanlagen. Zum einen ist es schwierig, mit einer einzigen Anlage verschiedene Produkte, wie Buchsdünger oder Rosendünger herzustellen und vor allem zu kommunizieren. Zum anderen kaufen Privatgärtner Dünger und Erden meist über Baumärkte. Und um dort gelistet zu werden, muss ein Anbieter große Mengen eines über längere Zeit gleichbleibenden Produktes herstellen. Von daher ist es für eine zukünftige Vermarktung nötig, das Angebot von verschiedenen Biogasanlagen zusammenzufassen und im Marketing zentral zu steuern bzw. zu betreuen. Das kann mithilfe einer Franchise-Lösung geschehen oder auch mit einem Gemeinschaftsunternehmen zur Vermarktung, an dem verschiedene Biogasanlagenbetreiber beteiligt sind.

Literatur

- Dahlin, J.; Beuthner, C.; Halbherr, V.; Kurz, P.; Nelles, M.; Herbes, C. (2019): Sustainable compost and potting soil marketing: Private gardener preferences. *Journal of Cleaner Production* 208, 1603–1612. 10.1016/j.jclepro.2018.10.068
- Dahlin, J.; Halbherr, V.; Kurz, P.; Nelles, M.; Herbes, C. (2016): Marketing Green Fertilizers: Insights into Consumer Preferences. *Sustainability* 8 (11), 1169
- Dahlin, J.; Herbes, C.; Nelles, M. (2015): Biogas digestate marketing: Qualitative insights into the supply side. *Resources, Conservation and Recycling* 104, 152–161. 10.1016/j.resconrec.2015.08.013
- Dahlin, J.; Nelles, M.; Herbes, C. (2017): Biogas digestate management: Evaluating the attitudes and perceptions of German gardeners towards digestate-based soil amendments. *Resources, Conservation and Recycling* 118, 27–38. 10.1016/j.resconrec.2016.11.020
- Desarbo, W.S.; Ramaswamy, V.; Cohen, S.H. (1995): Market Segmentation with Choice-Based Conjoint Analysis. *Marketing Letters* 6 (2), 137–147. 10.1007/BF00994929
- Green, P.E.; Carmone, F.J.; Wachspress, D.P. (1976): Consumer Segmentation Via Latent Class Analysis. *Journal of Consumer Research* 3 (3), 170–174
- Lancaster, K.J. (1966): A New Approach to Consumer Theory. *Journal of Political Economy* 74 (2), 132–157. 10.1086/259131
- Louviere, J.J.; Woodworth, G. (1983): Design and Analysis of Simulated Consumer Choice or Allocation Experiments: An Approach Based on Aggregate Data. *Journal of Marketing Research* 20 (4), 350–367. 10.2307/3151440
- Luyten-Naujoks (2018): K. Wirkung der DüV auf Komposte und Gärprodukte. *H&K aktuell* (Q2/2018), 12–14
- Luyten-Naujoks, K. (2015): Rechtliche Aspekte des Inverkehrbringens von Gärprodukten zu Düngezwecken. *Fachtagung Pflanzenbauliche Verwertung von Gärrückständen aus Biogasanlagen*, 10 March 2015, Berlin

- Möller, K.; Müller, T. (2012): Effects of anaerobic digestion on digestate nutrient availability and crop growth: A review. *Engineering in Life Sciences* 12 (3), 242–257. 10.1002/elsc.201100085
- Ramaswamy, V.; Cohen, S.H. (2007): Latent Class Models for Conjoint Analysis, in: Gustafsson, A., Herrmann, A., Huber, F. (Eds.), *Conjoint Measurement, Methods and Applications*. Springer, Berlin, Heidelberg, pp. 295–319
- Rao, V.R., 2014. *Applied Conjoint Analysis*. Springer, Heidelberg
- Sogn, T.A.; Dragicevic, I.; Linjordet, R.; Krogstad, T.; Eijssink, V.G.H.; Eich-Greatorex, S. (2018): Recycling of biogas digestates in plant production: NPK fertilizer value and risk of leaching. *International Journal of Recycling of Organic Waste in Agriculture* 7 (1), 49–58. 10.1007/s40093-017-0188-0
- Teichert, T. (2000): Das Latent-Class Verfahren zur Segmentierung von wahlbasierten Conjoint-Daten. Befunde einer empirischen Anwendung. *Marketing ZFP* 22 (3), 227–240. 10.15358/0344-1369-2000-3-227
- Wedel, M.; Kamakura, W.A. (2000): *Market Segmentation: Conceptual and Methodological Foundations*. Springer International, Bosten, MA
- Wendland, M. (2018): Neue Düngeverordnung in Bayern – Einfluss auf Landwirtschaft und Wasserwirtschaft, in: HBLFA Raumberg-Gumpenstein (Ed.), *Von Milchseen zur Butterknappheit. Was kommt als Nächstes?*, Irdning-Donnersbachtal, pp. 35–37

Danksagung

Wir bedanken uns bei der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) und dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft für die Förderung des Projektes GÄRWERT (FKZ: 22402312)

Mest op Maat – Dünger nach Maß

DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER

1 Einleitung

Das Interreg VA-Projekt „Mest op Maat – Dünger nach Maß“ arbeitete 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 stand die transparente und bedarfsgerechte Verwertung der Gülle und Gärreste unter Zuhilfenahme effizienter Technologien im Mittelpunkt der Arbeiten.

Alle 13 Projektpartner aus Deutschland und den Niederlanden arbeiten bereits seit vielen Jahren an dieser Thematik. Das dadurch angesammelte Know-how wurde so in diesem Projekt zusammengeführt und bot die Chance, einen großen Schritt bei der Entwicklung von Lösungen für die Herausforderungen bei der Verwertung von Gülle und Gärresten zu machen. Das Projektgebiet für „Mest op Maat“ umfasst in NRW die Landkreise des Münsterlandes (Steinfurt, Borken, Coesfeld, Warendorf und die Stadt Münster), in Niedersachsen die Landkreise Emsland und Grafschaft Bentheim sowie auf niederländischer Seite die Regionen Overijssel (Noord-Overijssel, Zuid-Overijssel, Twente) und die Regionen Gelderlands (Zuidwest-Gelderland, Achterhoek, Arnhem/Nijmegen).

Die zum Teil hohen regionalen Überschüsse an Nährstoffen (Landwirtschaftskammer NRW 2018, Landwirtschaftskammer Niedersachsen 2019) 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 und Gärreste entwickelt hat, die gerade auch grenzüberschreitend stattfindet. Diese ist jedoch oft nur wenig effizient und wirtschaftlich häufig nicht sehr sinnvoll. So wurden im Jahr 2016 über 1,46 Mio. t Wirtschaftsdünger aus den Niederlanden nach NRW verbracht (Landwirtschaftskammer NRW 2018).

Zu Beginn des Projektes wurden Anfall, Überschuss und Transport tierischer Ausscheidungen und Nährstofffrachten transparent dargestellt. Mithilfe gemeinsamer grenzüberschreitender Exkursionen und Expertenworkshops wurden innovative Aufbereitungstechnologien und Verwertungskonzepte untersucht und bewertet. Dabei stand vor allem die Ermittlung der Interessen und Bedarfe der Abnehmerseite im Mittelpunkt, um bedarfsoptimierte Produkte anbieten zu können.

Schwerpunkt der Arbeiten war die Untersuchung bestehender und neuer Technologien und Konzepte zur Gülle- und Gärrestverwertung. Dazu wurden diese im Labor- und Praxismaßstab für die Aufbereitung von Rinder- und Schweinegülle sowie Gärreste getestet. Durch die Versuche sollten Optimierungspotenziale bei bestehenden Techniken gehoben werden, neue Technologien weiterentwickelt und in technisch ausgereifte Konzepte überführt werden. Am Ende stand die Realisierung in Pilotanlagen im Praxismaßstab. Neben den Anlagen zur Aufbereitung wurden im Projekt auch die Logistik sowie die Ausbringungstechnologien betrachtet, da durch eine gesteuerte und bedarfsgerechte Düngung umweltschädliche Nährstoffüberschüsse reduziert werden können.

Das Projekt hatte das Ziel, durch technische Innovationen Gülle und Gärreste dort zu behandeln und zu verarbeiten, wo sie anfällt und somit den Transport von Gülle und Gärresten deutlich zu reduzieren. Dazu wurde die Realisierung von erfolgreichen Aufbereitungskonzepten und die Umsetzung von Optimierungspotenzialen an bereits bestehenden Technologien ermöglicht. Es wurde angestrebt, marktfähige Produkte herzustellen, die als Mineraldüngerersatz gleichwertig in z.B. Ackerbauregionen eingesetzt werden können. Mit der Weiterentwicklung der mobilen Nährstoffanalytik mittels Nahinfrarotspektroskopie (NIRS) zur gesteuerten und genau bedarfsgerechten Düngung können effektiv Überschüsse in der Düngung vermieden werden.

2 Ausgewählte Ergebnisse

Übersichten rechtliche Vorgaben in Deutschland und den Niederlanden

Wesentliches Ziel des Projektes war der grenzüberschreitende Austausch. Dabei war ein zentrales Anliegen der Projektpartner, ein tieferes Verständnis für die rechtlichen Regelungen beiderseits der Grenze zu erhalten. Neben dem Interesse für die Bedingungen, mit denen in Deutschland und den Niederlanden gearbeitet wird, waren Fragen und Unsicherheiten vor allem hinsichtlich des grenzüberschreitenden Transports von Gülle und organischen Düngern Anlass für eine eingehendere Auseinandersetzung mit diesem Thema. Dazu wurden im Rahmen des Projektes Übersichten mit den ausschlaggebenden rechtlichen Vorgaben in Deutschland und den Niederlanden in beiden Sprachen erstellt. Mithilfe dieser Übersichten ist es nun möglich, sich über die unterschiedlichen rechtlichen Bedingungen auf beiden Seiten der Grenze in der eigenen Sprache zu informieren.

Akteurskataster für die Projektregion

Um einen Überblick über die Unternehmen, Dienstleister und Institutionen mit Bezug zur Gülle- und Gärrestaufbereitung sowie -verwertung im „Mest-op-Maat“-Projektgebiet zu erhalten, wurden alle Akteure (ohne Anspruch auf Vollständigkeit) in einer Karte mit ih-

ren Leistungen und Kontaktdaten erfasst (Abb. 1). Diese interaktive Karte ist ebenso wie die Übersichten zu den rechtlichen Grundlagen für Anfall, Verarbeitung, Transport sowie Anwendung von Dünger aus tierischen Ausscheidungen in Deutschland und den Niederlanden auf der Homepage des Projektes (www.mestopmaat.eu) veröffentlicht.

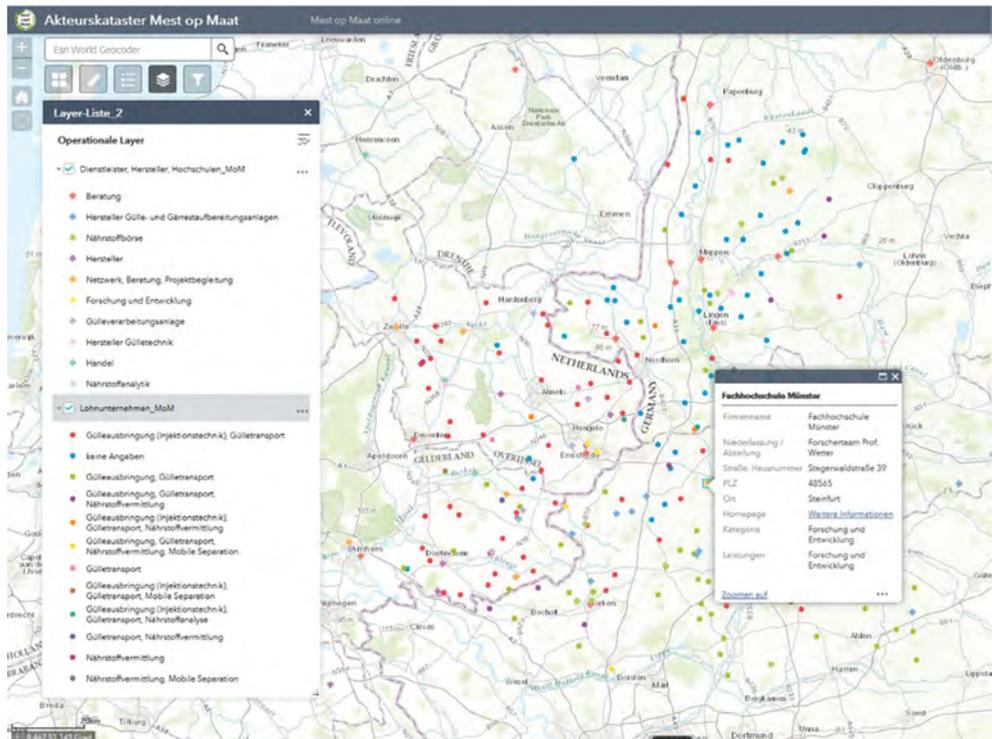


Abb. 1: Karte der Akteure in der Projektregion (© Baumkötter)

Übersicht Aufbereitungsverfahren

Am Markt sind eine Reihe von Verfahren und Technologien zur Aufbereitung von Gülle und Gärresten verfügbar. Diese reichen von der einfachen mechanischen Separation bis hin zu vollaufbereitenden Verfahren mit Aufbereitung der Flüssigkeiten bis zur Einleitfähigkeit.

Der erste Verfahrensschritt ist meist die mechanische Separation, bei der die Feststoffe von der Flüssigkeit getrennt werden. Dazu werden von den Herstellern Maschinen in unterschiedlicher Gestaltung und Konstruktion angeboten: Pressschnecken, Zentrifugen, Siebe, Feinseparatoren usw. In Abhängigkeit vom Einsatzzweck und der Zielstellung können zudem häufig Einstellungen und Betriebsweise angepasst werden. Alle Hersteller arbeiten weiter daran, vor allem die Phosphatabtrennung in den Feststoff zu verbessern und die Kosten zu senken. Phosphor findet sich vornehmlich in der festen Phase wieder,

weshalb der Einsatz dieser Separationstechniken in der Praxis in vielen Fällen schon ausreicht, um das betriebliche Überschussproblem zu lösen. Zur Steigerung von Transportwürdigkeit und Lagerstabilität kann der Feststoff darüber hinaus nach einer Trocknung bei Bedarf auch noch pelletiert werden.

Für die weitere Aufbereitung der Filtrate aus der Separation werden am Markt unter anderem Verfahren wie Verdampfung, Ammoniakstrippung, Fällung und Flockung, Membranverfahren und biologische Verfahren ähnlich einer Abwasserreinigungsanlage angeboten. Dabei können diese Verfahren je nach Konzept und Zielstellung einzeln oder auch in Kombination betrieben werden.

Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der Aufbereitungsverfahren. Sowohl etablierte wie auch neue Technologien zur Aufbereitung wurden als einzelne Steckbriefe ausgearbeitet und in Form einer Mindmap auf der Projekthomepage veröffentlicht. Häufig variieren die Ergebnisse und Leistungen der Verfahren in Abhängigkeit von der Art der Wirtschaftsdünger und möglichen vorgelagerten Aufbereitungsverfahren sowie von der Einstellung der verschiedenen Aufbereitungstechnologien. Daher sind die Daten in den Steckbriefen nur als Richtwerte zu sehen.

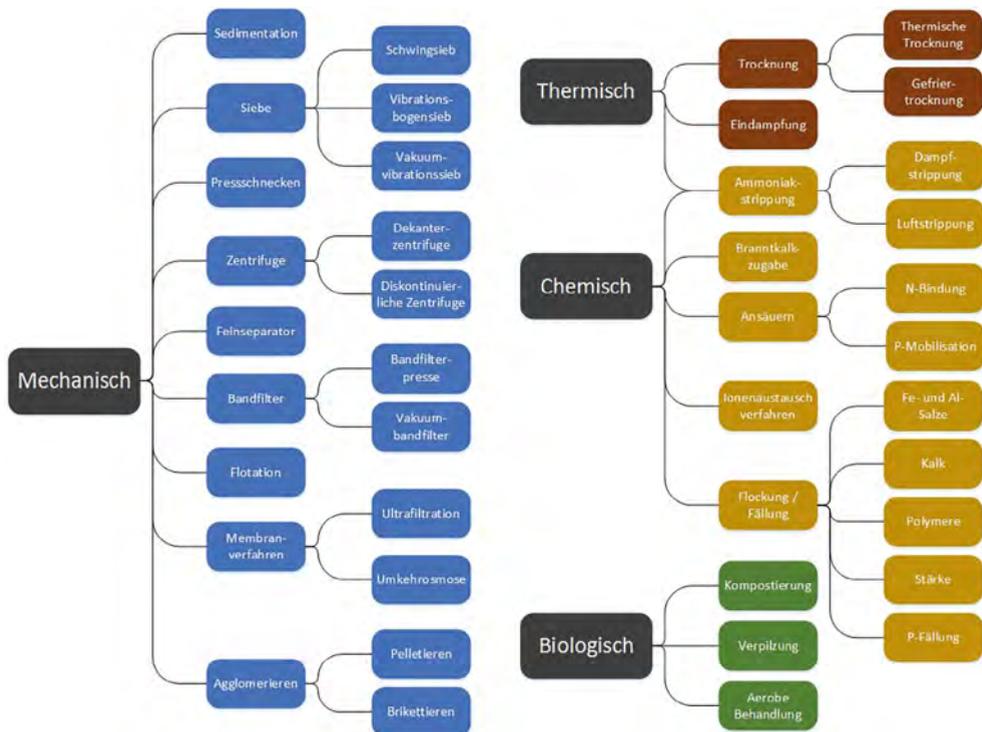


Abb. 2: Übersicht der Aufbereitungsverfahren (© Baumkötter)

Versuchsreihe zur Separation

Bei der Separation teilen sich die im Ausgangssubstrat enthaltenen Nährstoffe in Abhängigkeit von Substrat und Separationstechnik unterschiedlich stark auf die erzeugten festen und flüssigen Fraktionen auf. Die Wahl der richtigen Separationstechnik entscheidet dabei neben dem Substrateinsatz auch das Ziel der Separation bzw. die Weiterverarbeitung der Fraktionen. Zur Aufnahme der Leistungen unterschiedlicher Separationstechnologien für verschiedene Substrate wurde dazu diese Versuchsreihe durchgeführt.

In der Versuchsreihe wurden mit vier unterschiedlichen Separationstechniken vier Substrate (Mastschweinegülle, Gärrest, Sauengülle und Rindergülle) separiert. Die untersuchten Separationstechniken waren eine Dekanterzentrifuge (Raiffeisen Warengenossenschaft Emsland Süd eG), das Vaccum Vibration System V2S von SILCon und zwei Pressschnecken (REW Regenis und eine klassische, weit verbreitete Pressschnecke von der Maschinengemeinschaft Recke (MGR) als Referenz). Durch Variation der Einstellungen bei der Zentrifuge und der Pressschnecke von Regenis wurden zudem Erkenntnisse für den optimalen Betrieb dieser Separationstechnologien gewonnen.

Für die einzelnen Versuche wurden die Daten zum Durchsatz, zum Stromverbrauch und die einzelnen Massenströme aufgenommen sowie die Nährstoff- und Trockensubstanzgehalte vor und nach der Separation analysiert. Auf Basis dieser Daten wurden schließlich die Abscheideraten berechnet. Das Diagramm in Abbildung 3 zeigt dazu beispielhaft die Abscheidegrade der vier Separationsanlagen für Gärrest.

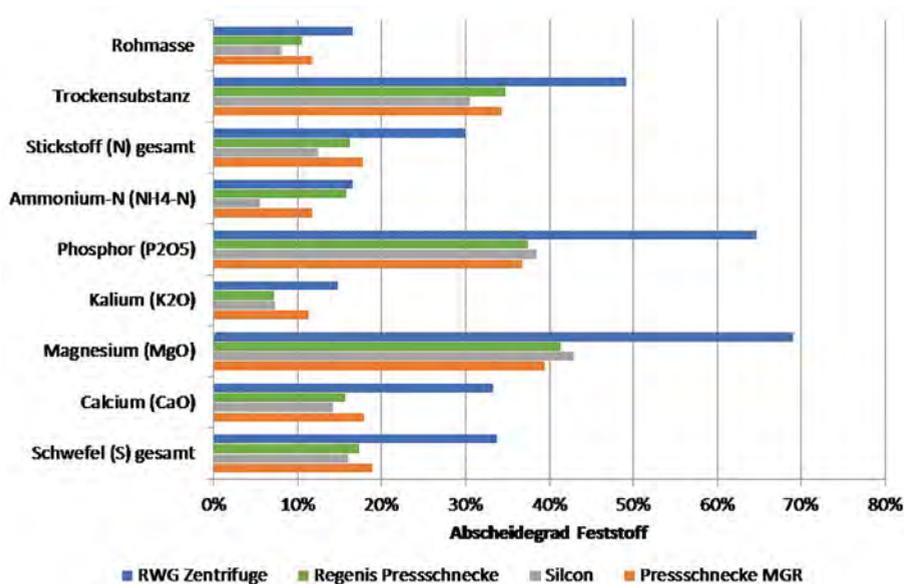


Abb. 3: Abscheidegrade in den Feststoff bei der Separation von Gärrest

Im Ergebnis spielte jede Maschine ihre Stärken in Abhängigkeit vom Anwendungsfall aus. Die Dekanterzentrifuge erzielt insbesondere bei der Separation von Schweinegülle hohe Durchsätze und die höchsten Abscheidegrade. Vor allem bei dem Ziel einer maximalen Phosphorabscheidung in den Feststoff kann mit Abscheideraten von bis zu 80 % bei Schweinegülle gerechnet werden.

Die Pressschnecke von Regenis eignet sich aufgrund der niedrigen Durchsätze (2,6 bis 9,0 m³/h bei Gärrest je nach Einstellung) bevorzugt für den stationären Betrieb. Dabei kommen vor allem Biogasanlagen infrage, bei denen in der Regel größere Mengen Gärrest anfallen als bei viehhaltenden Betrieben Gülle. Zudem wurden mit diesem Separator die höchsten Trockensubstanzgehalte im Feststoff erzeugt.

Mit der zweistufigen Separationsanlage der Fa. SILCon wurden in der Schweinegülle mit bis zu 35 % TS (Sauengülle) hohe Trockensubstanzgehalte im Feststoff erzielt. Nicht zuletzt aufgrund der kurzen Rüstzeiten und den hohen Durchsätzen von bis zu 87 m³/h bei der Rindergülle eignet sich diese Anlage für den überbetrieblichen Einsatz. Ein Beispiel dafür ist die Separation von Feststoff aus Rindergülle zur Nutzung als Inputsubstrat in Biogasanlagen.

Die klassische Pressschnecke von der Maschinengemeinschaft Recke (MGR) stach mit niedrigen Stromverbräuchen (0,3 bis 0,5 kWh_{el}/t_{FM}) heraus. Bei allen Substraten funktionierte die Maschine ohne Komplikationen und erzielte Durchsätze zwischen 12 und 18 m³/h. Damit ist sie bei allen Substraten sowohl stationär wie überbetrieblich universell einsetzbar.

Gärrestvollaufbereitungsanlage Groot Zevert Vergisting und Groene Weide Meststof

Während der Projektlaufzeit wurde an der Biogasanlage des Projektpartners Groot Zevert in Beltrum (Niederlande) eine Anlage zur Vollaufbereitung der Gärreste mit Direkteinleitung des Wassers realisiert. Die Besonderheit des Gesamtkonzeptes besteht dabei in der Aufwertung des nährstoffreichen Konzentrats aus der Umkehrosmose zu einem maßgeschneiderten Dünger für Grünland.

In der Biogasanlage werden pro Jahr 100.000 t Gülle und 50.000 t Nebenprodukte (z.B. Kaffeesatz, Getreidereste, Ausschusschargen aus der Lebensmittelindustrie) zu Biogas vergoren. Bis auf einen Teil des Biogases, des zur Eigenversorgung der Biogasanlage in einem BHKW verwertet wird, wird der größte Teil (rund 1.000 m³ Biogas pro Stunde) über eine Pipeline an eine Molkerei geliefert.

Im ersten Schritt der Gärrestaufbereitung wird der Gärrest mit einer Dekanterzentrifuge separiert. Der Feststoff aus der Separation wird mittels Schneckenförderer, die mit Infrarot-Panels ausgestattet sind, hygienisiert und als Dünger abgegeben. Das Filtrat wird nach Zugabe eines Flockungsmittels mittels Druckluftflotation, Schwingsieb, Mikrofiltration, Umkehrosmose (UO) und Ionenaustauscher einleitfähig aufbereitet. Über eine Druck-

rohrleitung wird das gereinigte Wasser (etwa 50 % des Gesamtgärrestes) dann in den Fluss Berkel eingeleitet. Zur lückenlosen Überwachung der Einleitwerte des Wassers ist eine entsprechende Messeinrichtung installiert. Das Konzentrat der UO-Anlage enthält erhöhte Konzentrationen an Stickstoff und Kalium und wird derzeit als Grundlage für die Zusammensetzung von Grün-Wiesen-Dünger (Groene Weide Meststof – GWM) verwendet.

Die Idee hinter Groene Weide Meststof (GWM) ist, die Düngung von Grünland vollständig mit Düngern aus organischen Quellen zu realisieren und damit Mineraldünger zu ersetzen. Dazu wird das Konzentrat aus der Umkehrosmose mit Ammoniumsulfat und Harnstoff so gemischt, dass die Nährstoffkonzentrationen (23 kg/t N, 10 kg/t K_2O , 11 kg/t S) exakt dem Bedarf des Grünlandes entsprechen. Durch eine Ausnahmegegenehmigung der EU für die Pilotregion Achterhoek wird dieser Dünger rechtlich wie ein Mineraldünger bewertet und unterliegt somit nicht den Vorgaben und Begrenzungen für Wirtschaftsdünger, was für den Erfolg dieses Düngers wesentlich ist.

Eine Herausforderung stellte die emissionsarme Ausbringung dieses neuen Düngers dar, da keine geeignete Ausbringtechnik am Markt für die geforderte Ausbringmenge verfügbar war. Daher wurde von der Fa. Slootsmid für den Praxistest ein passender Injektor (Abb. 4) entwickelt, der über eine Arbeitsbreite von 12 und 15 m verfügt.

Ein erster Feldversuch in 2018 auf zehn über den Achterhoek verteilten Flächen ergab, dass GWM mit Mineraldünger vergleichbar ist. Ertrag, Futterwert und die Analysen der Bodenproben zeigten keine Unterschiede. Der entsprechende Mineraldünger wurde speziell für diesen Versuch mit den gleichen Nährstoffgehalten hergestellt. Auch nach Ende dieses Projektes werden die Anbauversuche im Rahmen weiterer Projekte fortgesetzt und ausgedehnt.



Abb. 4: Neu entwickelte Ausbringtechnik (© Groot Zevent/Stichting Biomassa)

Nahinfrarotspektroskopie (NIRS) zur mobilen Nährstoffanalytik

Die Bewertung des „Düngers nach Maß“ setzt voraus, dass man weiß, was drin ist. Wichtig ist die richtige Probenahme und exakte Analytik der Wirtschaftsdünger im Labor. Diese Methode führt in der Prozesskette allerdings häufig erst zu Analyseergebnissen, wenn der Dünger schon ausgebracht ist. Schnellere Methoden, die die Nährstoffgehalte direkt während des Düngens oder kurz davor messen, sind gefragt. Deshalb wurden im Rahmen des Projektes auch mobile Analysengeräte getestet, die die Nährstoffgehalte mittels Nahinfrarotspektroskopie (NIRS) bestimmen.

Die Nahinfrarotspektroskopie ist eine optische Messtechnik und benötigt als Voraussetzung eine nasschemische Analyse im Labor. Das Analyseergebnis dient der Kalibrierung des NIR-Sensors. Je größer der Probenumfang der Kalibration, desto genauer die Ergebnisse der NIRS-Analytik. Die mit dem Sensor aufgezeichneten NIR-Spektren der jeweiligen Gülle oder Gärreste werden bei der Messung mit den aufgezeichneten Spektren in der hinterlegten Kalibrationsdatenbank abgeglichen und daraus die Gehalte an Trockensubstanz (TS), Gesamt-Stickstoff (N_{ges}), Ammonium-Stickstoff ($\text{NH}_4\text{-N}$), Phosphat (P_2O_5) und Kalium (K_2O) ermittelt.

Im Rahmen von insgesamt vier Versuchsreihen sollte die mobile NIRS-Analytik mit der Laboranalytik hinsichtlich der TS- und Nährstoffgehalte für möglichst viele verschiedene Güllen und Gärreste untersucht werden. Ziel war die Generierung unabhängiger Daten, um damit Aussagen und Erfahrungen zum Einsatz der NIRS-Analytik stützen zu können. Als NIRS-Analytikgeräte wurde der auf einem Güllefass verbaute NIR-Sensor von John Deere (HarvestLab) und die mobile Station von Zunhammer (Van-Control) verwendet. In einer Versuchsreihe kam zusätzlich noch die mobile NIRS-Station der Fa. Kotte dazu. Für die vergleichende Laboranalytik wurden fünf Labore ausgewählt. Abbildung 5 zeigt den Versuchsaufbau bei einer Messreihe.

Je nach Wirtschaftsdüngerart (Schweinegülle, Rindergülle oder Gärrest) und Trockensubstanzgehalt gab es mehr oder weniger große Abweichungen. Insbesondere bei Gesamt-Stickstoff, dem relevantesten Parameter, zeigten die NIRS-Sensoren im Vergleich gute Ergebnisse. Bei Phosphor zeigten sich die größten Abweichungen, jedoch differierten hier auch die Laborergebnisse am stärksten. Sehr gute Ergebnisse mit dem NIR-Sensor wurden für alle Parameter bei Rindergülle erzielt. Bei Gärrest zeigten sich dagegen die größten Abweichungen, was vor allem mit der größeren Variabilität der Zusammensetzung bei Gärresten zusammenhängt. Hier ist noch Arbeit zur Erweiterung der Kalibrationsdatenbank zu leisten. Interessant ist, dass die Abweichungen von NIRS zu Labor meistens nicht größer ausfielen als die Abweichungen von Labor zu Labor. Das bedeutet, dass die NIRS-Messtechnik in vielen Fällen genauso exakt oder ungenau arbeitet wie die Laboranalytik.



Abb. 5: Versuchsaufbau mit den NIRS-Messgeräten: John-Deere-Sensor verbaut am Güllefass und der Zunhammer-Station (© Baumkötter)

NIRS führt schneller zu Ergebnissen, erfasst immer die gesamte Menge und ermöglicht eine effizientere Düngung, da damit nach kg N/ha statt m³/ha gedüngt werden kann. Auch werden Schwankungen in den Nährstoffgehalten mit den NIR-Sensoren erkannt, wodurch das Ergebnis genauer wird als bei einer Einzelprobe. Ein weiterer Vorteil stellt die Transparenz der Nährstoffgehalte bei der überbetrieblichen Verwertung von Gülle und Gärresten dar. Daher wird sich die mobile NIRS-Analytik nach Meinung der Projektpartner in der Praxis etablieren.

3 Fazit

Hauptziel war es, geeignete Aufbereitungsverfahren für Wirtschaftsdünger zu finden, die einen „Dünger nach Maß“ herstellen können. Der Erfolg wurde dabei an den Parametern Transportwürdigkeit, bedarfsgerechte Nährstoffzusammensetzung und Wirtschaftlichkeit gemessen. Die Ergebnisse zeigen, dass es nicht nur ein geeignetes Verfahren und einen optimalen Dünger gibt, sondern mehrere. Je nach den Bedürfnissen der jeweiligen Region und des jeweiligen landwirtschaftlichen Betriebes sind verschiedene Verfahren vorteilhaft.

Die Vorzüge einer Technik sind stark davon abhängig, was der Betrieb, der Biogasanlagenbetreiber, der Lohnunternehmer oder die Region erreichen möchte. Darüber hinaus müssen auch das Logistikkonzept und der Absatz der Produkte auf den Einsatz der Technik abgestimmt werden. Dazu müssen jedoch nicht nur die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen passen, sondern auch die rechtlichen Vorgaben flexibler werden.

Aufgrund der hohen Komplexität mit vielen Querverbindungen und Abhängigkeiten der Faktoren ist für jeden Fall eine betriebsindividuelle Lösung anzustreben. In Abbildung 6 sind diese Faktoren in sechs Themenbereiche untergliedert. Im Rahmen des Projektes „Mest op Maat“ wurde jeder dieser sechs Themenbereiche beleuchtet und die Ergebnisse in einer Broschüre (Wetter et al. 2019) zusammengestellt. Diese ist ebenfalls auf der Projekthomepage zu finden.

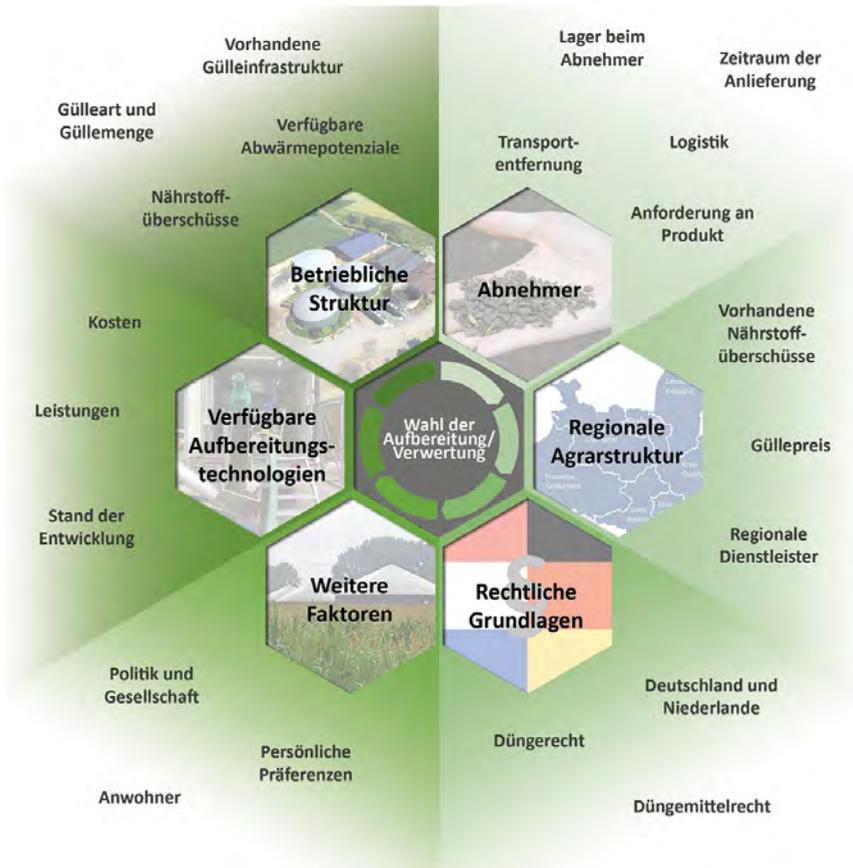


Abb. 6: Faktoren zur Wahl der Verwertung bzw. Aufbereitung von Gülle und Gärresten

Literatur

Landwirtschaftskammer Niedersachsen (2019): Nährstoffbericht für Niedersachsen 2017/2018. <https://www.lwk-niedersachsen.de/download.cfm/file/31863.html>, Zugriff am 03.07.2019

Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen (NRW) (2018): Nährstoffbericht 2017 über Wirtschaftsdünger und andere organische Düngemittel für Nordrhein-Westfalen. <https://www.landwirtschaftskammer.de/landwirtschaft/ackerbau/pdf/naehrstoffbericht-2017.pdf>, Zugriff am 03.07.2019

Wetter, C. et al. (2019): Mest op Maat – Dünger nach Maß. Abschlussbroschüre, FH Münster (Hg.), <http://mestopmaat.eu/startseite/medien/broschueren/>, Zugriff am 03.07.2019

Danksagung

Das Projekt Mest op Maat wurde im Rahmen des INTERREG-Programms von der Europäischen Union und den INTERREG-Partnern finanziell unterstützt.



Innovative und vorflutfähige Gärrestbehandlung aus einer Biomethananlage zur Monovergärung von Zuckerrüben mithilfe des Belebtschlammverfahrens

WIKTORIA VITH, TORSTEN BÖHLERT

1 Motivation des Projektes

Initiiert durch die Novelle des EEG 2014, fortgeführt durch das EEG 2017 und unter Berücksichtigung der Düngemittelverordnung 2017 befindet sich die Biogasbranche im Wandel. Viele Biogasanlagen werden nur wirtschaftlich überleben, wenn sie eine vollständige Nutzung der ihnen zur Verfügung stehenden Ressourcen erzielen können.

Im Fokus vieler Anlagen wird dabei die Verwertung der bei der Biogaserzeugung anfallenden Gärprodukte stehen. Mit der Düngemittelverordnung 2017 sind folgende Eckpunkte geschaffen worden, welche sich unmittelbar auf den Betrieb einer Biogasanlage auswirken:

- Lagerkapazität von 6 Monaten für flüssige Wirtschaftsdünger und Gärprodukte
- Lagerkapazität von 9 Monaten ab dem Jahr 2020 bei > 3/ha GV oder ohne eigene Aufbringungsflächen
- Verkürzung der Sperrfrist ab Ernte der Hauptkultur (mit Ausnahmeregelungen, aber auch mit Begrenzung maximaler Aufbringmengen von Ammoniumstickstoff bzw. Gesamtstickstoff)
- Sperrfrist für Grünland und mehrjährigem Feldfutterbau vom 01.11. bis zum 31.01.
- Betriebliche Aufbringungsgrenze von 170 kg N/ha

Somit müssen neue und langfristig sichere Wege für die Verwendung der anfallenden Gärreste gefunden werden. Folgende Bedingungen sollten dabei berücksichtigt werden:

- Veredelung der Gärreste zu Gärprodukten (Wertschöpfung durch Vermarktung von Düngemitteln)
- Reduzierung der Gärrestmengen hinsichtlich der bestehenden Flächenknappheit
- Reduzierung der Gärrestmengen hinsichtlich Lagerung, Transport und Ausbringung
- Verringerung der Umweltbelastung (z. B. Nitratgehalt im Grundwasser)

Die hier vorgestellte 5-MW-Biomethananlage am Standort Schuby in Schleswig-Holstein wurde für die Verarbeitung von 100.000 t Zuckerrüben pro Jahr zur Produktion von Biogas konzipiert. Die Anlage wird als reine Monovergärung von Zuckerrüben betrieben. Dabei entstehen täglich ca. 220 m³ Gärreste. Diese sind jedoch relativ nährstoffarm, sodass die landwirtschaftliche Verwertung aufgrund der Menge und in Bezug auf den Nährstoffgehalt weder ökonomisch noch ökologisch vertretbar ist. Weiterhin müsste per-

spektivisch die Einführung der Düngeverordnung 2017 und deren Auswirkung auf die Biogasbranche berücksichtigt werden.

Aus den zuvor genannten Gründen lag die größte Herausforderung bei diesem Projekt in der Umsetzung eines Gärrestaufbereitungskonzeptes, in dem der flüssige Gärrest vorflutfähig aufbereitet wird und die entwässerten Rückstände als Gärprodukt abgesetzt werden können.

Die Schlüsselprozesse des Entsorgungskonzeptes stellen die Gärrestentwässerung mittels Zentrifuge und eine eigene Anlage zur Gärrestbehandlung in einem Belebtschlammprozess dar.

Die verfahrenstechnische Kombination von Zuckerrüben-Fermentation, Schlamm-desintegration, Gärrestentwässerung und einer ausschließlich aeroben Abwasserbehandlung ist im Bereich der Biogastechnologie einzigartig.

Die flüssigen Gärreste werden vor Ort entsprechend der erteilten Umweltauflagen effizient gereinigt und mit minimaler Restbelastung in den Vorfluter abgeleitet. Der verbliebene feste Rückstand wird abwechselnd der Landwirtschaft oder der Kompostierung zugeführt. Perspektivisch ist die Herstellung von Pflanzenkohle angedacht, welche sich zurzeit in der Planungsphase befindet.

In Zusammenhang mit der vorflutfähigen Aufbereitung der Gärreste lag ein großes Interesse des Projektes in der Etablierung adäquater Überwachungswerte für Biogasanlagen unter Berücksichtigung der technischen und biologischen Aufbereitungsgrenzen. Die Gärreste gelten prinzipiell als aerob schwer abbaubar und weisen verhältnismäßig hohe Nährstoffkonzentrationen auf. Für die aus Biogasanlagen stammenden Abwässer existiert bisweilen keine eindeutige Rechtsgrundlage (Abwasserverordnung), die die Einleitwerte auf Basis der aus dem Substrat resultierenden Grenzen der biologischen Abbaubarkeit berücksichtigt. Die Einleitgrenzen in der wasserrechtlichen Genehmigung obliegen dementsprechend der Festlegungen der örtlichen Wasserbehörden, wobei sich die Behörden immer mehr an der europäischen Wasserrahmenrichtlinie orientieren.

Vor diesem Hintergrund war es essenziell für den Betreiber, mit der zuständigen Wasserbehörde realistische Überwachungswerte für die Einleitung der aufbereiteten Gärreste in die Vorflut festzulegen.

Für das Monitoring der Überwachungswerte und die wissenschaftliche Begleitung der Inbetriebnahme wurde die Hochschule Flensburg hinzugezogen. Durch Anwendung wissenschaftlicher Methoden wurden die Grenzen der biologischen Abbaubarkeit des Gärrestes nachgewiesen und die verfahrenstechnischen Einstellungen der Kläranlage fortlaufend optimiert. Die Bestimmung und eine endgültige Festlegung der Überwachungsparameter, u. a. CSB, konnten dem Betreiber eine rechtliche und verfahrenstechnische Sicherheit in der Gärrestentsorgung geben.

In diesem Zusammenhang ist eine kritische Diskussion über die Einleitparameter in den Vorfluter in Anlehnung an die Beschaffenheit des Substrates und seiner Abbaugrenze unter Berücksichtigung des Gewässerschutzes in der Zukunft anzustreben. Die Vorgehensweise in der Erarbeitung realistischer Einleitwerte für aufbereitete Gärreste nach dem Stand der Technik ist ein wegweisendes Beispiel für die Zusammenarbeit der Industrie mit den Behörden und kann als Maßstab für ähnliche Vorhaben gelten.

Die erfolgreiche Umsetzung der „klassischen“ Abwassertechnologie zur Gärrestaufbereitung und Entsorgung „vor dem Zaun“ lässt die aktuelle Praxis umgehen und leitet damit ein Paradigmenwechsel im Bereich der Biogaszeugung ein.

2 Vorstellung der Biomethananlage Schuby

Am Betriebsstandort der Biomethananlage Schuby befindet sich eine genehmigte Biogasanlage mit anschließender Gasaufbereitung und Gaseinspeisung in das vorhandene Erdgasnetz. Diese wurde nach Insolvenz durch die neue Betreibergesellschaft Bioenergie Schuby GmbH umfangreich modernisiert und ging erneut Ende 2016 in Betrieb. Die nachfolgende Abbildung 1 stellt die Gesamtanlage schematisch dar.

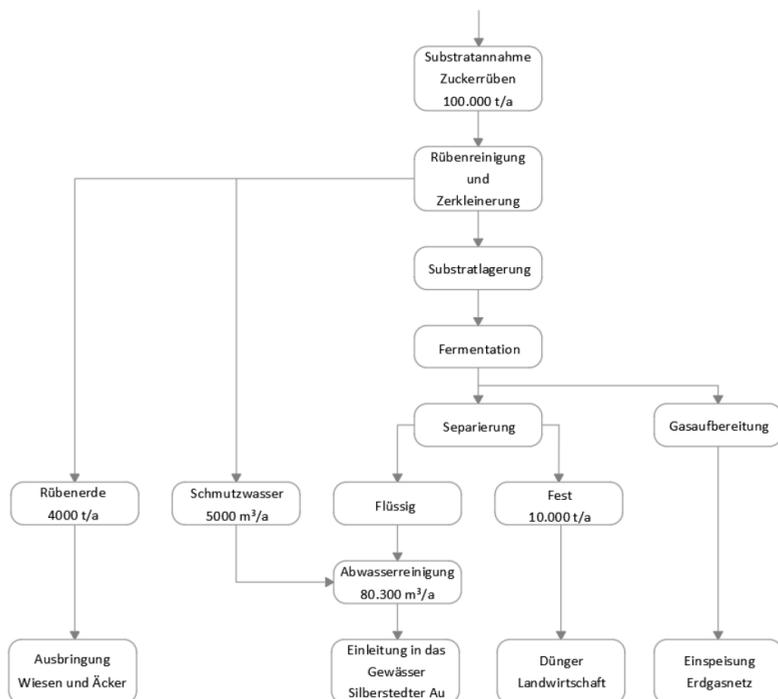


Abb. 1: Verfahrensschema der Biogasanlage Schuby zur Monovergärung von Zuckerrüben

Als Substrat zur Vergärung werden ausschließlich Zuckerrüben verwendet. Es handelt sich hier um eine klassische Monovergärung. Die Anlage ist für jährlich 100.000 bzw. täglich 274 Tonnen ausgelegt. Die Zuckerrüben werden in der Kampagne von der Feldrandmiete zum Biogasanlagengelände transportiert, die Mengen über eine Waage erfasst, abgekippt und in die festinstallierte Rübenaufbereitung gefördert. Durch die Rübenaufbereitung werden die auf dem Feld vorgereinigten Rüben noch einmal entsteint, dann gewaschen und gemust. Die bei der Reinigung und Zerkleinerung anfallenden Rübenspitzen und Rübenkleinteile werden über Fördersysteme der Rübenaufbereitung wieder zugeführt. Diese Rückführung verkleinert erheblich die zu entsorgenden Rückstände aus der Rübenreinigung. Über eine Rachtrennpumpe wird das Rübenmus in die Lager tanks gepumpt. Die Durchsatzleistung der Rübenaufbereitung beträgt 60 Tonnen in der Stunde, sodass am Tag 900 Tonnen Zuckerrüben verarbeitet werden können.

Die Rübenmussilage wird den Fermentern über redundant ausgeführte Pumpwerke zugeführt. Die Fermentation besteht aus zwei Anlagenlinien, die jeweils aus einem Hochfermenter und einem dazugehörigen Nachgärer aufgebaut ist. Über eine Desintegration, einer Behandlung im Hochspannungsfeld, wird vorhandenes Restgaspotenzial weiter ausgeschöpft.

Das erzeugte Biogas wird durch eine Verdichterstation abgezogen, über eine Biogaskühlung zur Abscheidung von Kondensat geleitet und zur Biogasaufbereitungsanlage gefördert. Die Biogasaufbereitung bereitet das Biogas über die Abscheidung des verbliebenen Wasserdampfs und der Schlechtgaskomponenten (CO_2 , H_2 , H_2S) entsprechend auf und übergibt das verbliebene Biomethan mit einem Volumenstrom von $1.070 \text{ Nm}^3/\text{h}$ und einem Methangehalt von mindestens 97 % CH_4 an die Biomethaneinspeisestation.

Die im Vergärungsprozess anfallenden Gärreste werden durch eine Gärrestaufbereitungsanlage so aufbereitet, dass das dabei anfallende Abwasser in den Vorfluter eingeleitet werden kann. Die eingeleitete Menge wird auf $80.300 \text{ m}^3/\text{a}$ bilanziert. Aufgrund betriebsbedingter Schwankungen (Schwankung Stoffeigenschaften Zuckerrüben, Diskontinuität Niederschlag zur Waschwasservorhaltung) kann sich die jährlich eingeleitete Abwassermenge leicht verändern.

3 Konzept der Gärrestaubebereitung

Die Gärrestentsorgung muss aus Gründen der Betriebssicherheit der industriellen Produktion zu jeder Zeit gewährleistet sein und stellt einen wesentlichen ökologischen und wirtschaftlichen Aspekt beim Betrieb der Biogasanlage dar.

Die Biogasanlage Schuby produziert täglich 220 m³/d Gärreste mit einem Trockenstoffgehalt zwischen 2 und 4 %. Eine dauerhafte landwirtschaftliche Verwertung kam aufgrund der Menge, vorausschauend auf die Düngeverordnung 2017 und den Witterungsverhältnissen in Schleswig-Holstein nicht in Frage. Trotz fehlender vergleichbarer Referenzen wurde eine betriebseigene Abwasseranlage in neuartiger Verfahrensführung konzipiert und in Betrieb genommen.

Die Schlüsselkomponenten des Gärrestaubebereitungskonzeptes bilden eine Dekanterzentrifuge zur gemeinsamen Entwässerung der Gärreste und Überschussschlämme und das Belebtschlammverfahren in intermittierender Fahrweise zur Entfernung der hauptsächlich verbliebenen gelösten Kohlenstoffverbindungen und Nährstoffe (N, P).

Die festen entwässerten Rückstände werden im Container gesammelt und der Landwirtschaft oder Kompostierung zugeführt und der geklärte flüssige Gärrest in die Vorflut abgeleitet. Das umgesetzte Konzept wird schematisch in der nachfolgenden Abbildung 2 dargestellt.

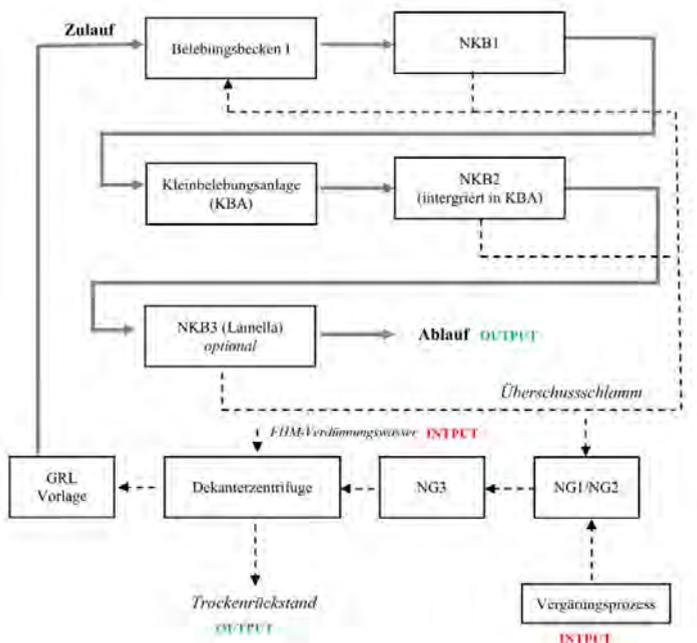


Abb. 2: Behandlungskonzept des flüssigen Gärrestes in der Gärrestaubebereitung

4 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die vorflutfähige Aufbereitung und Einleitung der flüssigen Gärreste aus einer Biogasanlage muss im Vorfeld mit der zuständigen Wasserbehörde abgestimmt werden. Der übliche administrative Weg führt u.a. über einen BImSchG-Antrag, in dem das Gesamtkonzept der Gärrestaufbereitung, die angewandte Technologie sowie die prognostizierten Mengen und Qualitäten der Reststoffe aufgezeigt werden. Die finale Entsorgung in die Vorflut erfolgt auf Basis einer wasserrechtlichen Genehmigung, in der die Überwachungswerte für den Einfahrt- und den Dauerbetrieb festgelegt werden.

Die aktuelle Rechtslage sieht in der Abwasserverordnung keinen gesonderten Abwasseranhang über Anforderungen an das Einleiten von Abwasser (Gärrest) aus Biogasanlagen in Gewässer vor. Demzufolge orientieren sich die Behörden aus Gründen der unklaren Rechtslage meistens an die Überwachungswerte der kommunalen Kläranlagen bzw. am Verschlechterungsgebot der betroffenen Gewässer im Rahmen der europäischen Wasserrahmenrichtlinie. Im Einfahrtbetrieb können vorübergehend höhere Konzentrationen bzw. Frachten erlaubt werden.

Der nachfolgenden Tabelle sind die genehmigten Überwachungswerte für den Gärrest in die Vorflut Silberstedter Au zu entnehmen.

Tab. 1: Einleitwerte aus der wasserrechtlichen Erlaubnis

Parameter	Einheit	Einfahrtbetrieb von 09.12.2016	Dauerbetrieb von 09.12.2017
Menge	m ³ /d	220	220
CSB	mg/l	150	200
BSB5	mg/l	25	25
N _{ges}	mg/l	50	20
NH ₄ -N	mg/l	50	10
P _{ges}	mg/l	10	5
Abfiltrierte Feststoffe	mg/l	-	50

Der Gärrest erwies sich im Vergleich zu typischen Werten aus der Kommunaltechnik als schwer abbaubar. Spezielle Abwassertests unter der Leitung der Hochschule Flensburg (u. a. Zahn-Wellen-Test nach DIN EN ISO 9888) konnten die tatsächliche Qualität des Gärrestes und die Grenzen der biologischen Abbaubarkeit aufzeigen. Es wurde ein CSB/BSB5-Verhältnis von > 4 von zentrifugierten Gärrest (Zulauf Biologie) festgestellt. Ein derartiges Verhältnis lässt auf das Vorhandensein eines erheblichen Teils an „harten“ (persistenten) CSB nach dem Vergärungsprozess schließen. Die Herkunft des persistenten CSB ist durch das natürliche Vorkommen der Huminsäuren zu erklären, welche aus der Zuckerrübe stammen und die Fermentation als teils zersetzte Makromoleküle verlassen.

In diesem Zusammenhang wurde ein realistisch erzielbarer CSB-Überwachungswert von 200 mg/l in Anlehnung an den Anhang 18 der AbwV „Zuckerherstellung“ ermittelt. Für die Plausibilität des Vorschlags spricht zusätzlich die Verwendung des identischen Ausgangsmaterials, wenn auch die Substratverarbeitung nicht miteinander vergleichbar ist.

Nach Bewertung der Folgen der erhöhten CSB-Konzentration und der Fracht bei der Einleitung in die Gewässer unter den Vorgaben der EU-WRRL wurde auf Grundlage eines BImSchG-Antrags eine wasserrechtliche Erlaubnis von der zuständigen Behörde erlassen (siehe Tab. 1).

Der gefundene rechtliche Kompromiss berücksichtigt sowohl die qualitative Charakterisierung des Restmaterials (Gärrest), die Grenzen der biologischen Abbaubarkeit mithilfe der angewandten Technologie und die Schutzanforderungen an das Gewässer. Dem Betreiber ist damit die verfahrenstechnische Sicherheit der Aufbereitung und folglich die Sicherheit in der Entsorgung der flüssigen Gärreste ganzjährig gegeben.

5 Ergebnisse der Gärrestaufbereitung

Die Biogasanlage Schuby produziert täglich ca. 220 m³ Gärrest mit einem TS-Gehalt von ca. 2 bis 4 %. Der gesamte Gärrest wird vorweg durch eine Reihe der Nachgärer geleitet, um die Restaktivität durch Desintegration und Nachfermentation zu verringern. Im Nachgärer 1 bzw. 2 (parallele Schaltung) wird zusätzlich der Überschussschlamm aus dem Belebtschlammprozess für eine anaerobe Stabilisierung beigemischt. Danach erfolgt die Entwässerung mittels Dekanterzentrifuge. Als Hilfsstoffe werden entsprechende Konditionierungsmittel (FHM) zugegeben.

Tab. 2: Beschaffenheit des Gärrestes

Parameter	Einheit	Vor der Entwässerung (im Schnitt)	Nach der Entwässerung (im Schnitt)
CSB	mg/l	17.000–20.000	800–1.200
BSB5	mg/l	-	240–300
N _{total}	mg/l	900–2.500	170–450
NH ₄ -N	mg/l	-	150–400
P _{total}	mg/l	250–450	20–30
TS	g/l nach DIN 53137	2,2–4,0	0,035–0,9

Das Entwässerungsergebnis ist die Folge diverser Optimierungsversuche sowohl in der Wahl der Flockungsmittel als auch der Einstellungen der Zentrifuge. Der Gärrest lässt sich auf ein TS-Gehalt zwischen 30 und 37 % entwässern. Die festen Rückstände werden im Container zwischengelagert.



Abb. 3: Entwässerter Gärrest mittels Dekanterzentrifuge (© Vith/Böhlert)

Das Zentrat wird über eine ausreichend dimensionierte Vorlage (Gärrestlager) dem Belebungsbecken mit konstanter Durchflussmenge zugeführt. Bei dieser Stufe handelt es sich um eine Schwachlastreinigung mit Schwerpunkt der Nitrifikation und Denitrifikation zur weitgehenden Stickstoffelimination. Diese Art der Reinigung resultiert aus dem Überschuss der Nährstoffe (N) im Vergleich zu den verfügbaren Kohlenstoffverbindungen. Der Belebtschlammprozess mit N/DN findet in einem Behälter statt und erfordert eine präzise Steuerung der Belüftungs- und Durchmischungszeiten. Dabei handelt es sich um eine intermittierende Belüftung, während eine externe leicht verfügbare Kohlenstoffquelle in den Denitrifikationszeiten zugeführt wird. Zur Reduktion der Phosphorkonzentration wird gleichzeitig eine simultane Fällung mit Eisensalzen durchgeführt.

Das Gärrest-Schlamm-Gemisch wird im Anschluss in einem Nachklärbecken mit einem Saugräumer separiert. Aus Sicherheitsgründen ist an das Nachklärbecken 1 eine weitere biologische Stufe – kompakte Kleinbelebungsanlage mit integrierter Nachklärung 2 – angeschlossen. Diese arbeitet nach dem Prinzip der rotierenden Tauchkörper mit Biofilmbiozönose und wurde vor allem in der Einfahrphase gebraucht. In der stabilen Betriebsweise wird sie nach Bedarf zur geringfügigen CSB- und P-Nachfällung benutzt. Seit dem Inkrafttreten der wasserrechtlichen Genehmigung konnte die Kläranlage in der Betriebsweise stabilisiert werden und erzeugt dauerhaft einleitfähiges „Abwasser“ aus den vor Ort anfallenden Gärresten.

Die Ablaufwerte der betriebseigenen Kläranlage mit Belebtschlammverfahren sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Tab. 3: Beschaffenheit des aufbereiteten flüssigen Gärrestes

Parameter	Einheit	Ablauf Belebungsstufe	Ablauf Kleinbelebungsanlage
CSB	mg/l	120–170	120–160
BSB5	mg/l	14–34	8–16
N _{total}	mg/l	-	1–20
NH ₄ -N	mg/l	0,01–0,05	0,01–0,05
P _{total}	mg/l	0,5–2,0	0,5–2,0
Abfiltrierte Stoffe	mg/l	-	10–35

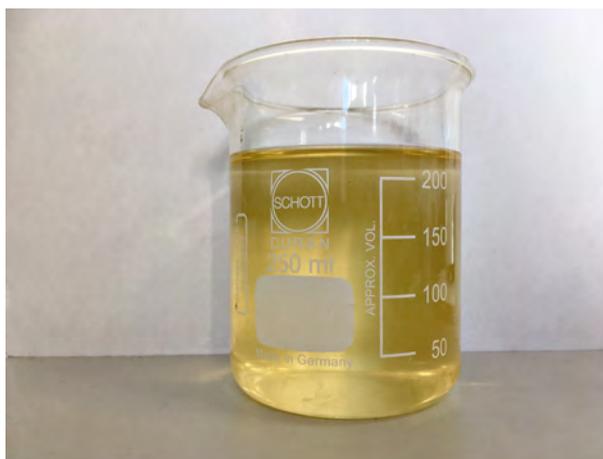


Abb. 4: Flüssiger Gärrest nach der biologischen Behandlung mit Belebtschlammprozess (© Vith/Böhlert)

6 Innovationsrelevanz für die Praxis bei Biogasanlagen

Am Beispiel der Biogasanlage Schuby wird eine innovative und umweltfreundliche Verwertung von Gärresten aus einer Biogasanlage durch den erstmaligen Einsatz einer vorflutfähigen Abwasseraufbereitung mithilfe eines Belebtschlammverfahrens aufgezeigt. Es ist somit möglich, die anfallenden Gärreste so aufzubereiten, dass die wässrige Phase in ein Gewässer direkt eingeleitet werden kann. Mit der Umsetzung des in dieser Projektskizze beschriebenen Verfahrens sowie der damit verbundenen Anlagentechnologie ließe sich die aktuelle Praxis der Gärrestverwertung umgehen und damit ein Paradigmenwechsel im Bereich der Biogaserzeugung einleiten.

Die vollständige Gärrestaufbereitung durch die Kombination aus Fest-/Flüssig-Separation und Belebtschlammverfahren ist eine Technologiezusammenstellung, bei der die Nährstoffe in transport-, lagerungs- und verkaufsfähige Düngemittelprodukte überführt werden und die flüssige Phase eine vorflutfähige Qualität besitzt.

Das Verfahren bringt folgende Vorteile mit sich:

- Einhaltung der Auflagen für Biogasanlagen gemäß der Düngeverordnung 2017
- Die Düngeverordnung ist wesentlicher Teil des deutschen Aktionsprogramms zur Umsetzung der EU-Nitratrichtlinie (RL91/676/EWG) und somit erhebliche Reduzierung der Nitratfrachten im Grundwasser
- Entlastung des landwirtschaftlichen Nährstoffkreislaufs bei vorhandener Flächenknappheit
- Erhebliche Reduzierung der CO₂-Emissionen, Lärm- und Straßenbelastung durch entfallende Gülletransporte (hier in Schuby ca. 4.000 Transporte)
- Entsorgungssicherheit flüssiger Gärreste
- Erhöhte Wertschöpfung durch die Weiterverarbeitung und Veredlung der festen Bestandteile des Gärprodukts
- Bewährte und robuste Abwassertechnik mit geringen Wartungsaufwand

Zum aktuellen Zeitpunkt sind in Deutschland über 8.000 Biogasanlagen im Betrieb. Dabei kann das hier vorgestellte, innovative Aufbereitungskonzept auf die meisten Biogasanlagen übertragen werden, bei denen die Gärreste nicht wirtschaftlich als Dünger verwertet werden können. Dies trifft auch für Anlagen der Abfallvergärung zu. Aufgrund der erheblichen ökologischen und wirtschaftlichen Vorteile, die mit dem Einsatz des innovativen Anlagenkonzepts einhergehen, können eine schnelle Marktakzeptanz und -verbreitung sowie zahlreiche Multiplikatoreneffekte angenommen werden. Darüber hinaus ist zum aktuellen Zeitpunkt denkbar, dass durch die technische Umsetzung der eingesetzten Technologien und Prozesse Anreize geschaffen werden, neue Biogasanlagen auf Basis dieses Konzeptes zu realisieren und an Standorten zu gründen, die bislang für die Biogaserzeugung als ungeeignet erschienen. Infolgedessen ist es möglich, den grundsätzlichen Einsatzbereich von Biogasanlagen zu erweitern, die wirtschaftliche Effizienz bestehender Anlagen erheblich zu verbessern und zugleich die ökologische Vorteilhaftigkeit der Biogasanlagen weiter zu optimieren.

In der Monovergärung von Zuckerrüben besteht ein weiterer Innovationsaspekt. Die Nachfrage nach Zuckerrüben ist aufgrund von niedrigen Rohstoffpreisen für Zucker in den letzten Jahren extrem gesunken. Um die Fruchtfolge auf den Feldern aufrechtzuerhalten, ist es allerdings sinnvoll Zuckerrüben anzubauen, um die mit Monokulturen, z.B. Maisanbau, einhergehenden Nachteile, wie beispielsweise Auslaugung der Böden, Verringerung der Humusbilanz oder negative Beeinflussung anderer Ökosysteme, erheblich zu reduzieren. Bislang konnten Zuckerrüben allerdings nicht zur (Mono-)Vergärung verwendet werden, weil der dabei entstehende extrem nährstoffarme Gärrest nicht als Dünger verwertet werden konnte. Durch das geplante Innovationsvorhaben ließe sich erstmals eine wirtschaftliche und umweltfreundliche Nutzung der Zuckerrüben realisieren, um die zuvor genannte Fruchtfolge aufrechtzuerhalten und damit einen wesentlichen Beitrag zur Biodiversität zu leisten.

Biogas-Messprogramm III – Teil 2 „Systemmikrobiologie“

SUSANNE THEUERL, JOHANNA KLANG, JULIA HASSA, JOHANNA NELKNER,
ANDREAS SCHLÜTER, ALFRED PÜHLER, ROBERT HEYER, DIRK BENNDORF

1 Einleitung

Aufgrund von politischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Veränderungen steht die Biogasbranche an einem Wendepunkt, der mit vielen Herausforderungen verbunden ist. In Deutschland gibt es fast 9.500 Biogasanlagen, die in den letzten zwei Jahrzehnten überwiegend mit Energiepflanzen und Wirtschaftsdüngern betrieben wurden (Daniel-Gromke et al. 2018). Zukünftig müssen Biogasanlagen jedoch in der Lage sein, aus einem viel breiteren Spektrum an Einsatzstoffen flexibel und bedarfsgerecht Energie (Strom und Wärme) und hochwertige Dünger zu erzeugen. Landwirtschaftliche Reststoffe (z.B. Festmist, Stroh, Blühstreifen, Zwischenfrüchte), Landschaftspflegegut (Grünschnitt, Laub) sowie biogene Siedlungs- und Industrieabfälle sind chemisch sehr heterogen, zeitlich variabel verfügbar und fallen dezentral oft nur in kleinen Mengen an. Der Übergang zu einer reststoffbasierten Biogasproduktion als integraler Bestandteil einer biobasierten Kreislaufwirtschaft (Bioökonomie) ist mit hohen Anforderungen an die Anlagentechnik und vor allem die Steuerung des komplexen Prozesses verbunden (Theuerl et al. 2019a).

Biogasfermenter/-anlagen sind ein sensibles technisch-biologisches System, in dem eine komplexe und dynamische mikrobielle Lebensgemeinschaft, das Mikrobiom, anaerob abbaubare Biomasse zu methanhaltigem Biogas umsetzt. Das Biogas-Mikrobiom besteht aus hydrolytischen und fermentativen Bakterien, methanogenen Archaeen, Viren, Pilzen und Protisten (Calusinska et al. 2016, Castellano-Hinojosa et al. 2018, Dollhofer et al. 2017, Heyer et al. 2019, Schnürer et al. 2016, Zhang et al. 2017). Trotz intensiver Forschung ist von einem Großteil der beteiligten Mikroorganismen die genaue Funktion im Ökosystem und demzufolge ihr Einfluss auf die Abbaueffizienz und die Reaktorleistung noch unbekannt (Calusinska et al. 2018, Hassa et al. 2018, Kundu et al. 2017, Theuerl et al. 2018, Treu et al. 2016, Zhang et al. 2019). Nach aktuellem Kenntnisstand sind ungefähr 2.000 verschiedene Mikroorganismenarten (Bakterien und Archaeen) an der Produktion von Biogas beteiligt. Weniger als 3 % der erfassten Arten sind Generalisten, die unter den verschiedensten Bedingungen existieren können, daher in den meisten Biogasanlagen vorkommen und dort hinsichtlich ihrer Individuenanzahl (Abundanz) mit 70 bis 80 % den größten Teil der Gemeinschaft ausmachen (Calusinska et al. 2018, Theuerl et al. 2018). Mehr als 80 % der erfassten Arten hingegen sind Spezialisten, die bestimmte ökologische Nischen besetzen, daher nur mit geringer Häufigkeit (3 bis 8 %) vorvor-

kommen und oft anlagenspezifisch sind. Demzufolge bildet jeder Biogasfermenter sein eigenes Mikrobiom aus (Calusinksa et al. 2018, Mei et al. 2017, Theuerl et al. 2018), 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.

In zukünftigen Biogasanlagen werden die mikrobiellen Gemeinschaften häufig variierenden Prozessbedingungen ausgesetzt, während ein insgesamt stabiler Abbauprozess mit geringer Störanfälligkeit gewährleistet sein muss (Theuerl et al. 2019a, b). Bei der Prozessführung muss berücksichtigt werden, dass jede Population (alle Individuen einer Art in einem bestimmten Lebensraum) des Biogas-Mikrobioms unterschiedliche Lebensanforderungen und somit auch unterschiedliche Toleranzen gegenüber wirkenden Umweltfaktoren hat. Wenn diese Umweltfaktoren bestimmte Schwellenwerte über- oder unterschreiten, können Prozessstörungen auftreten (Theuerl et al. 2019b). Das Verständnis, wie Biogas-Mikrobiome auf Managementmaßnahmen (z. B. Einsatzstoffzufuhr, Anlagentechnologie, Prozessführung) reagieren und wie sich diese Reaktionen auf die Stabilität und Effizienz des Prozesses auswirken, ist daher von großer Bedeutung. Für ein wissenschaftsbasiertes Mikrobiom-Management müssen die am Prozess beteiligten Mikroorganismen auf Artenebene identifiziert und ihre Stoffwechselfähigkeiten und tatsächlich realisierten Prozesse sowie die regulierenden ökologischen Mechanismen aufgeklärt werden (Bouchez et al. 2016, Castellano-Hinojosa et al. 2018, De Vrieze et al. 2017, Schnürer 2016, Theuerl et al. 2019a, Zhang et al. 2019).

Im Rahmen des Biogas-Messprogramms (BMP) III – Teil 2 „Systemmikrobiologie“ wird daher der Fokus auf die systematische Erfassung der in Biogasanlagen vorkommenden Mikrobiome gelegt. Ziel ist die Aufklärung des Einflusses von Anlagen- und Prozessparametern auf die strukturelle und funktionelle Zusammensetzung der mikrobiellen Gemeinschaften sowie die Ermittlung des Einflusses der mikrobiellen Gemeinschaften auf die Prozesseffizienz. Dies ermöglicht eine optimierte Gestaltung des Prozesses unter Berücksichtigung der Potenziale und vor allem der Grenzen der Leistungsfähigkeit der vorkommenden Mikrobiome.

2 Methoden zur Erfassung der mikrobiellen Diversität

Zur Erfassung der mikrobiellen Diversität (taxonomisch, funktionell und ökologisch) steht ein breites Methodenspektrum zur Verfügung – von klassischer Mikrobiologie (Isolierung, Kultivierung) bis zu modernsten Methoden der molekularen Ökologie (Abb. 1).

Die meisten vorkommenden Mikroorganismenarten sind nur durch ihre 16S-rRNA-Gen-Sequenzen (oder durch rekonstruierte Genomsequenzen) bekannt. Sie sind jedoch größtenteils (noch) nicht kultivierbar. Daher können ihre tatsächlichen physiologischen Eigenschaften und realisierten ökologischen Funktionen nicht umfassend beschrieben bzw. nur abgeschätzt werden. Methoden der klassischen Mikrobiologie (Isolierung, Kultivierung sowie physiologische und genetische Charakterisierung von einzelnen Arten oder Anreicherungskulturen) sind nach wie vor zentraler Bestandteil der Mikrobiomforschung, da sie essentielle Informationen über spezifische Wachstumsbedingungen, die Substratverwertung oder die Reaktion auf variierende Umweltbedingungen durch z.B. Änderung der Nährstoffverfügbarkeit von Mikroorganismen, insbesondere von neuen Arten liefern.

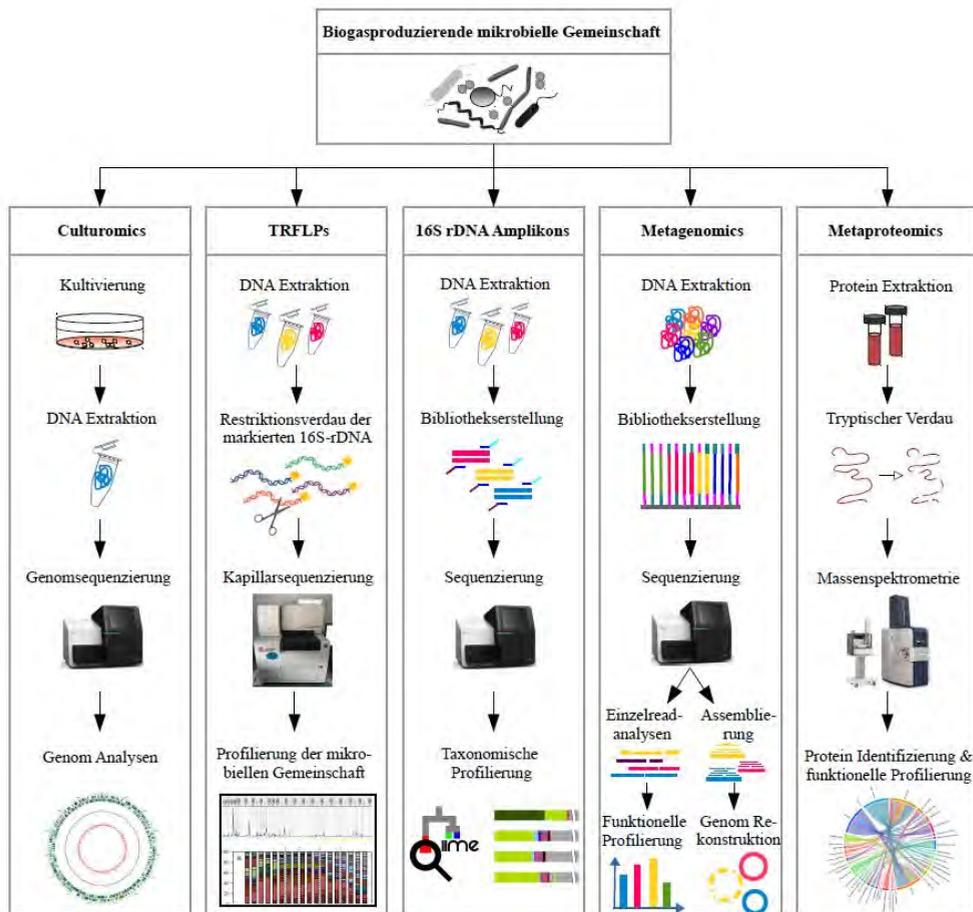


Abb. 1: Im Rahmen des Verbundprojektes Biogas-Messprogramm III – Teil 1 „Systemmikrobiologie“ angewandte Methoden zur Erfassung der mikrobiellen Diversität in Biogasanalgen, TRFLP = terminaler Restriktionsfragmentlängenpolymorphismus (eigene Darstellung)

Die Anwendung moderner Sequenzieretechnologien, darunter die 16S-rRNA-Gen-Amplikonsequenzierung, Metagenom- und Metatranskriptomsequenzierungen und Metaproteomanalysen, hat in den letzten Jahren zu tiefgreifenden Einblicken in die tatsächlich vorkommende taxonomische und funktionelle Diversität in Biogasanlagen geführt (Hassa et al. 2018, Heyer et al. 2015, Zhang et al. 2019). Ähnlich wie in anderen Bereichen der Mikrobiomforschung gilt jedoch auch für Biogasanlagen, dass insbesondere die Metagenom/-transkriptomanalysen nur Momentaufnahmen abbilden (Alivisatos et al. 2015). Dementsprechend liefern diese Methoden keine Informationen über die zeitliche Dynamik mikrobieller Gemeinschaften, insbesondere über die Reaktion auf sich verändernde Umweltbedingungen, also die Managementmaßnahmen der Anlagenbetreiber. Daher sind etablierte Methoden, wie der terminale Restriktionsfragmentlängenpolymorphismus (TRFLP) und die 16S-rRNA-Gen-Amplikonsequenzierung, für die Erfassung der mikrobiellen Diversität in Biogasanlagen nach wie vor von großem Wert (De Vrieze et al. 2018, Klang et al. 2019, Maus et al. 2017). Nachteil dieser Methode ist jedoch eine geringe phylogenetische Auflösung, sodass die Identifizierung von z. B. Indikatorarten für spezifische Prozesszustände nicht vollumfänglich möglich ist. Es wird erwartet, dass neue Sequenzierungstechnologien, wie etwa die Nanopore-Sequenzierung, zukünftig diese Einschränkung überwinden, indem sie die Möglichkeit bieten, die mikrobielle Diversität mit hoher phylogenetischer Auflösung bis auf Artebene zu erfassen (Shendure et al. 2017). Ergänzend ermöglicht die sich rasant entwickelnde LC-MS/MS basierte Untersuchung der mikrobiellen Proteinen (Metaproteom-Analyse) die Erfassung der von den Mikroorganismen tatsächlich genutzten Stoffwechselwege und Funktionen.

3 Projektstruktur

Im Rahmen des dritten bundesweiten Biogas-Messprogramms (BMP III) wird eine repräsentative Anzahl der in Deutschland betriebenen landwirtschaftlichen Biogasanlagen untersucht. Während sich die Verbundprojektpartner von BMP III – Teil 1 mit Faktoren für einen effizienten Anlagenbetrieb befassen, liegt der Fokus der Verbundprojektpartner von BMP III – Teil 2 „Systemmikrobiologie“ auf der systematischen Erfassung der in Biogasanlagen vorkommenden Mikrobiome, ihrer Beeinflussung durch Anlagen- und Prozessparameter sowie der Ermittlung des Einflusses der mikrobiellen Gemeinschaften auf die Prozesseffizienz. Das Verbundvorhaben BMP III – Teil 2 verfolgt dabei folgende Ziele:

- Inventarisierung der vorkommenden mikrobiellen Gemeinschaften hinsichtlich ihrer strukturellen und funktionellen Zusammensetzung

- Mikrobiologische Charakterisierung von zehn ausgewählten Biogasanlagen
 - Erfassung des genetisch-festgelegten und tatsächlich realisierten metabolischen Potenzials ganzer Mikrobiome (Metagenom-/Metaproteomanalysen)
 - Isolierung, Kultivierung und eingehende physiologische, genetische und funktionelle Beschreibung bisher unbekannter Arten/Gattungen
 - Ermittlung lokaler Strukturen innerhalb eines Fermenters bzw. einer Biogasanlage und Erfassung der zeitlichen Entwicklung mikrobieller Gemeinschaften im Langzeit-Monitoring
- Korrelationsanalysen zur Erfassung der mikrobiellen Diversität mittels multivariater Statistik zur Aufklärung der biotischen und abiotischen Interaktionen
 - Ermittlung von grundsätzlichen Gemeinsamkeiten und Unterschieden innerhalb der mikrobiellen Gemeinschaften
 - Ermittlung des Einflusses von Anlagen- und Prozessdaten auf die strukturelle und funktionelle Zusammensetzung der mikrobiellen Gemeinschaften
 - Ermittlung des Einflusses der mikrobiellen Gemeinschaften auf die Prozesseffizienz

4 Erste Ergebnisse

4.1 Projektteil 1 – Inventarisierung der strukturellen und funktionellen Zusammensetzung von Biogas-Mikrobiomen

Für die Inventarisierung der strukturellen und funktionellen Zusammensetzung von Biogas-Mikrobiomen mittels 16S-rRNA-Gen-Amplikonsequenzierung- und Proteomanalysen wurden insgesamt 96 Biogasfermenter von 60 verschiedenen Biogasanlagen untersucht.

Pro Biogasfermenter wurden durchschnittlich 1800 ± 450 OTUs (engl. operational taxonomic units, dt. vorläufige taxonomische Einheiten (Arten)) erfasst. Die dominanten bakteriellen Abteilungen sind *Firmicutes* (38 bis 85 %), *Bacteroidetes* (2 bis 85 %) und *Cloacimonetes* (0 bis 11 %). Die dominanten archaealen Gattungen sind *Methanosarcina* (6 bis 17 %), *Methanotherix* (0 bis 13 %) und *Methanobacterium* (0 bis 3 %).

Das taxonomische Profil (Abb. 2) einer thermophil-betriebenen 75-kW-Güllekleinanlage setzt sich beispielsweise aus 86,2 % Bakterien, 7,5 % Archaeen und 6,3 % weiterer Organismen zusammen. Die abundantesten Abteilungen dieser Biogasanlage sind *Firmicutes* mit 56 %, *Actinobacteria* mit 16 %, *Bacteroidetes* mit 11 % und die archaeale Abteilung *Euryarchaeota* mit 7,5 %. Vertreter der Familien *Peptostreptococcaceae*, *Lachnospiraceae* und *Ruminococcaceae* zeigten mit 15 %, 12 % und 8 % die größten relativen Häufigkeiten. Diese anaeroben Bakterien sind an der Verwertung (Hydrolyse) von Kohlenhydraten und proteinhaltigen Verbindungen beteiligt (Slobodkin 2014, Langer et al. 2015). Innerhalb der archaealen Gemeinschaft wurde die Familie *Methanobacteriaceae* mit

7 % am häufigsten erfasst. Vertreter dieser Familie erzeugen Methan aus der Umsetzung von Kohlendioxid (CO₂) und Wasserstoff (H₂), also über den hydrogenotrophen Weg der Methanogenese (Oren 2014). Über eine Metaproteomanalyse wird den erfassten Mikroorganismengruppen eine entsprechende Funktion zugeordnet (Abb. 3). Die wichtigsten Funktionen waren der Transport von Peptiden/Proteinen, Zucker, Elektronen, Ionen und Wasserstoffionen (43 %), die Methanogenese (9 %), der Kohlenhydratstoffwechsel (5 %), der C1-Stoffwechsel (2 %), die Sporulation (3 %), und die Aminosäure-/Proteinbiosynthese (2 %). Erwartungsgemäß wurden die identifizierten Enzyme der Methanogenese u. a. der Familie *Methanobacteriaceae* zugeordnet. Proteine der Proteinbiosynthese und des Transportes wurden dagegen in nahezu allen gefundenen Familien nachgewiesen.

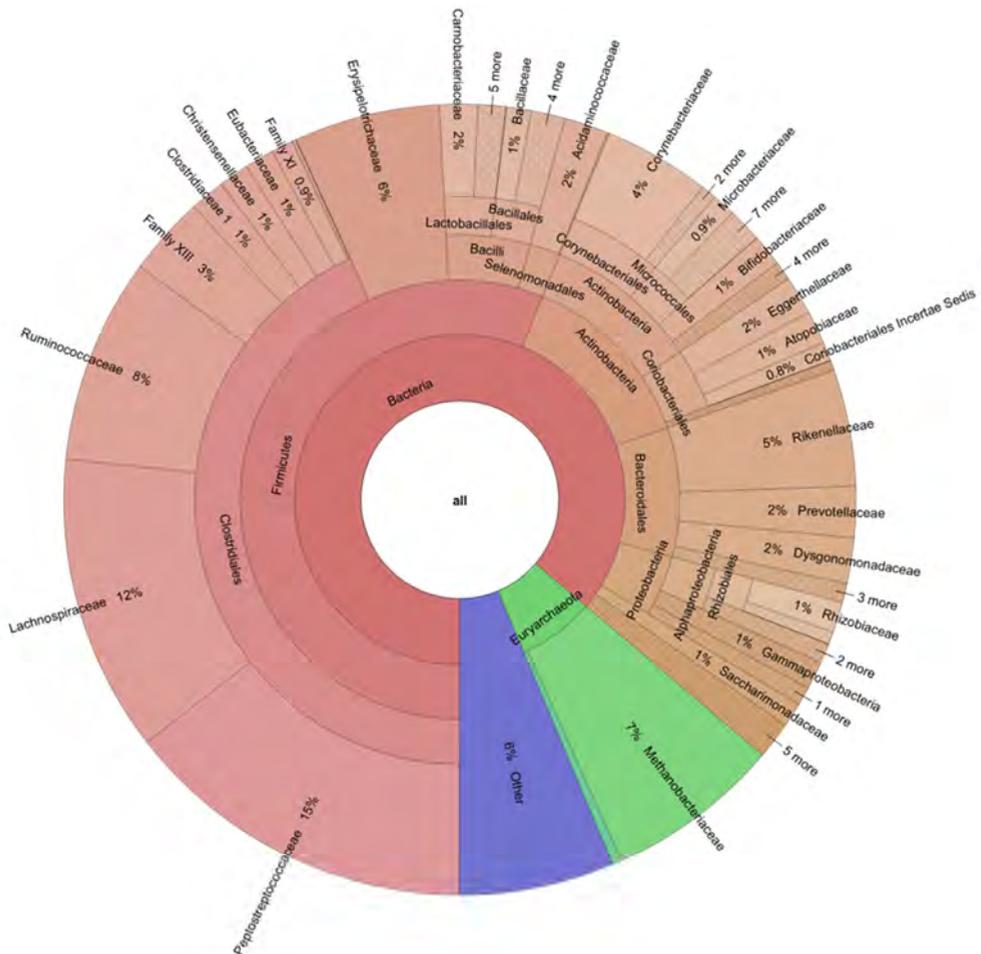


Abb. 2: Taxonomisches Profil (Kronaplot) basierend auf einem 16S-rRNA-Gen-Amplikondatensatz in einer thermophil-betriebenen 75-kW-Güllekleinanlage.

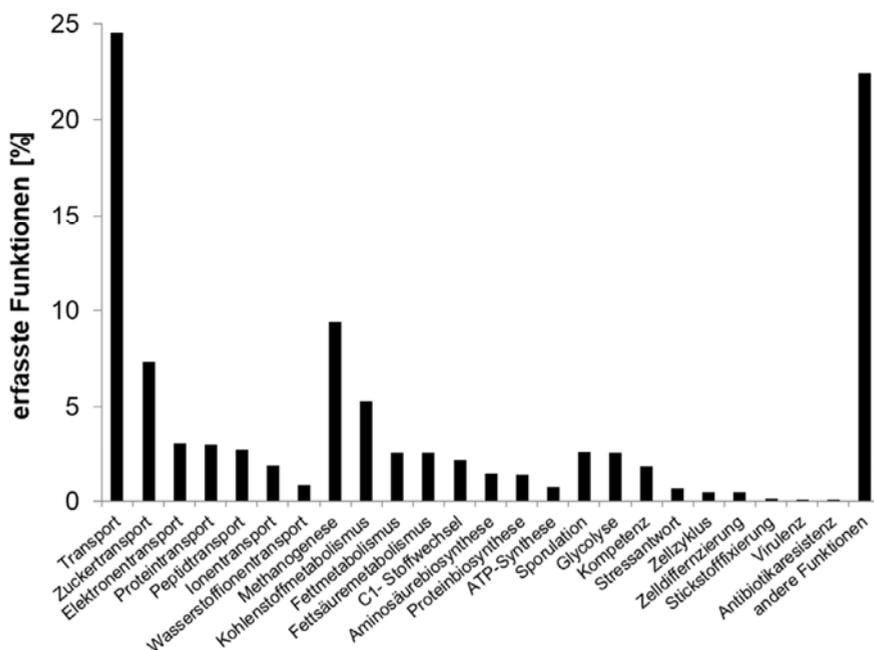


Abb. 3: Wichtigste erfasste Funktionen (biologischen Prozesse) mittel Metaproteomanalysen in einer thermophil-betriebenen 75-kW-Güllekleinanlage.

4.2 Projektteil 2 – Erfassung der zeitlich-räumlichen Variabilität mikrobieller Gemeinschaften

Für den zweiten Projektteil gibt es zwei Arbeitsschwerpunkte:

- Die zeitlich-räumliche Variationen im Fermenter bzw. über alle Prozessstufen einer Anlage und/oder im jahreszeitlichen Verlauf sowie
- Metagenom-/Metaproteomanalysen in Kombination mit einem Isolierung/Kultivierungs-Ansatz.

Bei der Anlagenauswahl für diesen Projektteil wurde auf eine möglichst große Breite an unterschiedlichen Anlagen geachtet, die sich jedoch in gewisse „Anlagenkategorien“ einordnen lassen. Beispielsweise wurden drei Anlagen im jahreszeitlichen Verlauf untersucht, die sich in ihrer Anlagentechnologie und -betriebsweise unterschieden, jedoch alle saisonal Zuckerrübensilage verwerten. Eine dieser Biogasanlagen besteht aus einem Vor- und einem Hauptfermenter. Haupteinsatzstoffe in dieser mesophil betriebenen Anlage sind Schweinegülle und Maissilage mit saisonaler Zugabe von Zuckerrübensilage (November bis März). Aus mikrobiologischer Sicht zeigen sich erwartungsgemäß Unterschiede in der strukturellen Zusammensetzung im Vergleich des Vor- mit dem Hauptfermenter, wobei im Vorfermenter eine höhere relative Häufigkeit von Bakterien vorzufinden ist (Vorfermenter: 96,2 % Bakterien, 3,5 % Archaeen; Hauptfermenter: 90,9 %

Bakterien, 8,7 % Archaeen). Dies wird durch die Metaproteomanalysen bestätigt, die eine höhere bakterielle Aktivität im Vorfermenter (76 vs. 71 %) und eine höhere archaeelle Aktivität im Hauptfermenter (11 vs. 19 %) nachweisen. Der Vorfermenter ist durch einen höheren Anteil physiologisch aktiver Vertreter der bakteriellen Ordnungen *Thermales*, *Clostridiales*, *Lactobacillales* und *Actinomycetales* charakterisiert, während im Hauptfermenter höhere Anteile der bakteriellen Ordnungen *Bacteroidales* und *Spirochaetales* und der archaeellen Ordnungen *Methanobacteriales* und *Methanosarcinales* vorzufinden sind. Passend zu den taxonomischen Unterschieden, zeigte die Metaproteomanalyse, dass im Vorfermenter vermehrt der Abbau von kurzkettigen Zuckern und im Hauptfermenter der Abbau langkettiger Kohlenhydrate wie Zellulose und Xylan stattfand. Weiterhin wurde nachgewiesen, dass bereits die Mikroorganismen im Vorfermenter die Pflanzenproteine abbauen. Die beiden anderen Anlagen sind reine NawaRo-Anlagen und dienen einem Vergleich mit der ersten Anlage.

Darüber hinaus wurden drei 75-kW-Güllekleinanlagen untersucht, die sich insbesondere durch ihre Verfahrenstechnik (Fermentertyp und Prozesstemperatur) unterscheiden. Die thermophil-betriebene Anlage lief zeitweise instabil, was sich mit einer veränderten strukturellen und funktionellen Zusammensetzung der mikrobiellen Lebensgemeinschaft (sowohl Bakterien als auch Archaeen) korrelieren lässt. Eine abschließende vergleichende systemökologische Datenauswertung steht noch aus.

Bei der Untersuchung landwirtschaftlicher Biogasanlagen kommt aufgrund ihrer Größe immer wieder die Frage nach einer gleichmäßigen Verteilung des Fermenterinhalt (inklusive der mikrobiellen Gemeinschaften) bzw. der zugeführten Einsatzstoffe auf. Mit einer guten Durchmischung werden in der Regel möglichst effiziente Abbauraten und hohe Gasausbeuten assoziiert. Da das Rühren jedoch energieaufwendig ist, werden die Fermenter so wenig wie möglich durchmischt. Daraus leitet sich die Befürchtung ab, dass sich innerhalb der Fermenter verschiedene Zonen, möglicherweise „Todzonen“ ausbilden, was die Prozesseffizienz mindern würde. Am Beispiel einer Versuchsbiogasanlage, die über acht verschiedene Probennahmestellen im Fermenter verfügt, wurde der Einfluss variierender Fütterungs- und Durchmischungsregime auf eine potenzielle Fermenter-interne Zonierung der mikrobiellen Gemeinschaft untersucht. Weder in der strukturellen noch in der funktionellen Zusammensetzung konnten signifikante Unterschiede beobachtet werden.

5 Zusammenfassung

Um den Prozess der Biogasproduktion zu optimieren, müssen die Potenziale und vor allem die Grenzen der Leistungsfähigkeit des Mikrobioms definiert und neue Methoden entwickelt werden, die die Anpassungs- und Widerstandsfähigkeit von Mikroorganismen an spezifische Umweltbedingungen bewerten. Die grundlegende Herausforderung besteht darin, das Biogas-Mikrobiom in seiner Komplexität zu verstehen und seine Reaktion auf äußere Einflüsse vorherzusagen. Hierfür werden die erhobenen mikrobiologischen Daten einer Korrelationsanalyse mit den von BMP III – Teil 1 zur Verfügung gestellten Anlagen- und Prozessdaten zur Aufklärung der biotischen und abiotischen Interaktionen unterzogen. Mithilfe von Verfahren der multivariaten Statistik (Ramette 2007, Zhang et al. 2019) oder Netzwerkanalysen (Bouchez et al. 2016, Berry und Widder 2014, Karimi et al. 2017) wird eine bessere Sicht auf die mikrobiellen Beziehungen unter-/miteinander und mit ihre Umwelt möglich.

Die im Rahmen des Projektes erhobenen Daten haben ein hohes wirtschaftliches Verwertungspotenzial: In erster Linie wird erwartet, dass sich Aussagen zum Zusammenhang zwischen Prozessbetrieb, Prozesseffizienz und Prozessmikrobiologie ableiten lassen. Hieraus ergibt sich ein hohes Potenzial zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen. Darüber hinaus können die Daten zur Entwicklung von Modellierungsansätzen und zur Optimierung des Biogasprozesses unter Berücksichtigung der Anforderung der Mikroorganismen an ihren Lebensraum sowie zur Ableitung von Indikatoren, die zur Entwicklung von mikrobiologischen Diagnoseverfahren zur Prozessüberwachung und darüber hinaus zur Prozesssteuerung genutzt werden können.

Literatur

- Alivisatos, A.P.; Blaser, M.J.; Brodie, E.L.; Chun, M.; Dangl, J.L.; Donohue, T.J.; Dorrestein, P.C.; Gilbert, J.A.; Green, J.L.; Jansson, J.K. (2015): A unified initiative to harness Earth's microbiomes. *Science* 350, pp. 507–508
- Berry, D.; Widder, S. (2014): Deciphering microbial interactions and detecting keystone species with co-occurrence networks. *Frontiers in Microbiology* 5, p. 219
- Bouchez, T.; Blieux, A.L.; Dequiedt, S.; Domaizon, I.; Dufresne, A.; Ferreira, S.; Godon, J.J.; Joulian, H.; Quaiser, A.; Martin-Laurent, F. (2016): Molecular microbiology methods for environmental diagnosis. *Environmental Chemistry Letters* 14, pp. 423–441
- Calusinska, M.; Goux, X.; Fossépré, M.; Muller, E.E.L.; Wilmes, P.; Delfosse, P. (2018): A year of monitoring 20 mesophilic full-scale bioreactors reveals the existence of stable but different core microbiomes in bio-waste and wastewater anaerobic digestion systems. *Biotechnology for Biofuels* 11, p. 196

- Castellano-Hinojosa, A.; Amato, C.; Pozo, C.; González-Martínez, A.; González-López, J. (2018): New concepts in anaerobic digestion processes: Recent advances and biological aspects. *Applied Microbiology and Biotechnology* 102, pp. 5.065–5.076
- Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Stinner, W.; Schmalfuß, T.; Scheftelowitz, M.; Nelles, M.; Liebetau, J. (2018): Current developments in production and utilization of biogas and biomethane in Germany. *Chemie Ingenieur Technik* 90, pp. 17–35
- De Vrieze, J.; Christiaens, M.E.R.; Verstraete, W. (2017): The microbiome as engineering tool: Manufacturing and trading between microorganisms. *New Biotechnology* 39, pp. 206–214
- De Vrieze, J.; Ijaz, U.Z.; Saunders, A.M.; Theuerl, S. (2018): Terminal restriction fragment length polymorphism is an “old school” reliable technique for swift microbial community screening in anaerobic digestion. *Scientific Reports* 8, 16818
- Dollhofer, V.; Callaghan, T.M.; Griffith, G.W.; Lebuhn, M.; Bauer, J. (2017): Presence and transcriptional activity of anaerobic fungi in agricultural biogas plants. *Bioresource Technology* 235, pp. 131–139
- 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. 1.466–1.475
- Hassa, J.; Maus, I.; Off, S.; Pühler, A.; Scherer, P.; Klocke, M.; Schlüter, A. (2018): Metagenome, metatranscriptome, and metaproteome approaches unraveled compositions and functional relationships of microbial communities residing in biogas plants. *Applied Microbiology and Biotechnology* 102, pp. 5.045–5.063
- Heyer, R.; Kohrs, F.; Reichl, U.; Benndorf, D. (2015): Metaproteomics of complex microbial communities in biogas plants. *Microbial Biotechnology* 8, pp 749–763
- Heyer, R.; Schallert, K.; Siewert, C.; Kohrs, F.; Greve, J.; Maus, I.; Klang, J.; Klocke, M.; Heiermann, M.; Hoffmann, M.; Püttker, S.; Calusinska, M.; Zoun, R.; Saake, G.; Benndorf, D.; Reichl, U. (2019): Metaproteome analysis reveals that syntrophy, competition, and phage-host interaction shape microbial communities in biogas plants. *Microbiome* 7, p. 69
- Karimi, B.; Maron, P.A.; Chemidlin-Prevost Boure, N.; Bernard, N.; Gilbert, D.; Ranjard, L. (2017): Microbial diversity and ecological networks as indicators of environmental quality. *Environmental Chemistry Letters* 15, pp. 265
- Klang, J.; Szewzyk, U.; Bock, D.; Theuerl, S. (2019) Nexus between the microbial diversity level and the stress tolerance within the biogas process. *Anaerobe* 56, pp. 8–16
- Kundu, K.; Sharma, S.; Sreekrishnan, T.R. (2017) Influence of process parameters on anaerobic digestion microbiome in bioenergy production: Towards an improved understanding. *Bioenergy Research* 10, pp. 288–303
- Langer, S. G., Ahmed, S., Einfalt, D., Bengelsdorf, F. R., Kazda, M. (2015): Functionally redundant but dissimilar microbial communities within biogas reactors treating maize silage in co-fermentation with sugar beet silage. *Microbial Biotechnology* 8, pp. 828–836
- Maus, I.; Sung Kim, Y.; Wibberg, D.; Stolze, Y.; Off, S.; Antonczyk, S.; Pühler, A.; Scherer, P.; Schlüter A. (2017): Biphasic Study to Characterize Agricultural Biogas Plants by High-Throughput 16S rRNA Gene Amplicon Sequencing and Microscopic Analysis. *Journal of Microbiology and Biotechnology* 27-2, pp. 321–334

- Mei, R.; Nobu, M.K.; Narihiro, T.; Kuroda, K.; Muñoz Sierra, J.; Wu, Z.; Ye, L.; Lee, P.K.H.; Lee, P.H.; van Lier, J.B. (2017): Operation-driven heterogeneity and overlooked feed-associated populations in global anaerobic digester microbiome. *Water Research* 124, pp. 77–84
- Oren, A. (2014): The family *Methanobacteriaceae*. In: (Ed.) Rosenberg, E.; DeLong, E.F.; Lory, S.; Stackebrandt, E.; Thompson, F.: *The Prokaryotes: Other Major Lineages of Bacteria and The Archaea*, pp. 165–193
- Ramette, A. (2007): Multivariate analyses in microbial ecology. *FEMS Microbiology Ecology* 62, pp. 142–60
- Schnürer, A. (2016): Biogas Production: Microbiology and Technology. In: (Ed.) Hatti-Kaul, R.; Mamo, G.; Mattiasson, B.: *Anaerobes in Biotechnology (Series: Advances in Biochemical Engineering/Biotechnology 156)*, Cham, Springer, pp. 195–234
- Shendure, J.; Balasubramanian, S.; Church, G.M.; Gilbert, W.; Rogers, J.; Schloss, J.A.; Waterston, R.H. (2017): DNA sequencing at 40: Past, present and future. *Nature* 550, pp. 345–353
- Slobodkin, A. (2014): The Family *Peptostreptococcaceae*. In: (Ed.) Rosenberg, E.; DeLong, E.F.; Lory, S.; Stackebrandt, E.; Thompson, F.: *The Prokaryotes: Other Major Lineages of Bacteria and The Archaea*, pp. 291–302
- Theuerl, S.; Herrmann, C.; Heiermann, M.; Grundmann, P.; Landwehr, N.; Kreidenweis, U.; Prochnow, A. (2019a): The future agricultural biogas plant in Germany: A vision. *Energies* 12, p. 396
- Theuerl, S.; Klang, J.; Heiermann, M.; De Vrieze, J. (2018): Marker microbiome clusters are determined by operational parameters and specific key taxa combinations in anaerobic digestion. *Bioresource Technology* 263, pp. 128–135
- Theuerl, S.; Klang, J.; Prochnow, A. (2019b): Process disturbances in agricultural biogas production – causes, mechanisms and effects on the biogas microbiome: A review. *Energies* 12, p. 365
- Treu, L.; Kougias, P.G.; Campanaro, S.; Bassani, I.; Angelidaki, I. (2016): Deeper insight into the structure of the anaerobic digestion microbial community; the biogas microbiome database is expanded with 157 new genomes. *Bioresource Technology* 216, pp. 260–266
- Zhang, J.; Gao, Q.; Zhang, Q.; Wang, T.; Yue, H.; Wu, L.; Shi, J.; Qin, Z.; Zhou, J.; Zuo, J. (2017): Bacteriophage–prokaryote dynamics and interaction within anaerobic digestion processes across time and space. *Microbiome* 5, p. 57
- Zhang, L.; Loh, K.-C.; Lim, J.W.; Zhang, J. (2019) Bioinformatics analysis of meta-genomics data of biogas-producing microbial communities in anaerobic digesters: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 100, pp. 110–126

Bedeutung und Verbleib von neuartigen Erregern und Antibiotikaresistenzgenen in landwirtschaftlichen Biogasanlagen

BETTINA MÖBNANG, UTE MESSELHÄÜBER, BENEDIKT OSTERHOLZ,
ALEXANDER SCZYRBA, JOHANNA BARTH UND MICHAEL LEBUHN

1 Einleitung

Clostridium difficile (mittlerweile umbenannt zu *Clostridioides difficile*) sowie andere antibiotikaresistente Erreger wie Extended-Spectrum-Beta-Laktamase (ESBL) bildende *E. coli* und Methicillin-resistente *Staphylococcus aureus* (MRSA) können schwerwiegende Infektionen bei Menschen und Tieren hervorrufen. Bisher gibt es kaum Informationen zum Vorkommen und Verhalten dieser Krankheitserreger sowie zum Schicksal von Antibiotikaresistenzgenen in Biogasanlagen.

Clostridium difficile ist ein Gram-positives, obligat anaerobes Stäbchenbakterium, das ubiquitär vorkommt und unter anderem den Darmtrakt von Menschen und Tieren besiedeln kann (Knight et al. 2015). Das Bakterium ist in der Lage, aerotolerante Sporen auszubilden und kann dadurch widrige Bedingungen (z.B. Trockenheit, hohe Temperaturen, chemische Substanzen inklusive vieler Desinfektionsmittel) gut überstehen. *C. difficile* ist häufig Träger verschiedener Toxingene sowie von Antibiotikaresistenzen, was es im Zusammenhang mit seiner Überdauerungsfähigkeit durch Sporenbildung zu einem besonders problematischen Krankheitserreger macht. Ungezielter Antibiotikaeinsatz fördert auch im landwirtschaftlichen Bereich die Bildung entsprechender Resistenzen, wodurch unter anderem (multi)resistente *C.-difficile*-Stämme hervorselektiert werden, die sich fallweise in besorgniserregendem Maß ausbreiten (Knetsch et al. 2018, Dingle et al. 2019). Die wichtigsten Pathogenitätsfaktoren von *C. difficile* sind die Toxine A und B (Gene *TcdA*, *TcdB*). Einige Stämme können wegen der Expression eines zusätzlichen Toxins (binäres Toxin, CDT) und Mutationen im Toxinrepressorgen (*tcdC*) schwere Erkrankungen auslösen (Lübbert et al. 2014). *C.-difficile*-Stämme, die keine Toxine produzieren können, gelten als apathogen und sind klinisch nicht relevant.

Escherichia coli gehört zur Familie der *Enterobacteriaceae*, die normale Vertreter der Darmmikroflora, aber auch viele Gattungen mit Krankheitserregern wie z.B. *Salmonella*, *Proteus*, *Shigella*, *Klebsiella* und *Enterobacter* umfasst. Einige *E.-coli*-Varianten können Toxine bilden oder sind über andere Mechanismen pathogen (z.B. EHEC, STEC, EIEC, EPEC). Bei *Enterobacteriaceae* sind verschiedene Resistenzmechanismen bekannt, z.B. die Bildung unterschiedlicher β -Laktamasen, die β -Laktam-Antibiotika inaktivieren. Extended-Spectrum-Beta-Laktamasen (ESBL) können sogar moderne Cephalosporine der

3. und 4. Generation inaktivieren (Heeschen und Zschaler 2015). Antibiotikaresistenzgene befinden sich häufig auf mobilen Elementen (z.B. Plasmiden), die innerhalb einer Bakterienart aber auch zwischen verschiedenen Arten (horizontaler Gentransfer) übertragen werden können. Wenn wichtige Mitglieder der natürlichen Darmflora wie *E. coli* Resistenzgene erwerben und diese als stille Träger an Krankheitserreger weitergeben, können normalerweise gut behandelbare Infektionen problematisch werden.

Staphylokokken sind Gram-positive, unbewegliche und nicht-sporenbildende Bakterien und bei Menschen und Tieren als Besiedler der Haut und der Schleimhäute weit verbreitet. Sie sind sehr widerstandsfähig gegenüber äußeren Einflüssen (unter anderem UV-Strahlung, Austrocknung und Hitze) und können beispielsweise in Blut oder Serum 15 min lang bei einer Temperatur von 100 °C überleben sowie pH-Werte zwischen 4,2 und 9,3 tolerieren. *Staphylococcus aureus* zählt zur normalen Mikroflora des Menschen, aber auch zu dessen häufigsten Krankheitserregern. Manche *S.-aureus*-Stämme sind zur Toxinproduktion fähig. Besonders problematisch sind Infektionen mit Methicillin-resistenten *S. aureus* (MRSA), da bei diesen fast alle β -Laktam-Antibiotika sowie oft auch Antibiotika anderer Substanzklassen wirkungslos sind (Ruscher 2014).

Zwar scheint inzwischen hinreichend belegt, dass sich keine Krankheitserreger von Mensch, Tier und Pflanze im Biogasprozess vermehren (Fröschle et al. 2015a). In sondernden Untersuchungen wurde *C. difficile* allerdings nicht nur in Substraten, sondern auch in Biogasfermentern und in Endlagern nachgewiesen (Fröschle et al. 2015b), was auf eine erhebliche Widerstandsfähigkeit des Bakteriums im Biogasprozess hinweist. In einer weiterführenden Studie (Möbng et al. 2019) wurde daher das Vorkommen dieser ggf. antibiotikaresistenten Erreger in Biogasanlagen und deren Verhalten in Biogasprozessen auch mit quantitativen Analysen geprüft. Zur Verifizierung, um methodenbedingte Verzerrungen zu vermeiden und auch bislang unbekannte Varianten von Antibiotikaresistenzgenen zu entdecken, wurden Metagenome aufgenommen. Ziel des Forschungsvorhabens war es, qualitative und quantitative Daten zum Vorkommen und zur Überdauerungsfähigkeit von *C. difficile* und weiteren antibiotikaresistenten Erregern (unter anderem ESBL-*E.-coli* und MRSA) in Biogasanlagen zu gewinnen. Das Verbundvorhaben der LfL mit dem Bayerischen Landesamt für Gesundheit und Lebensmittelsicherheit (LGL) und dem Center for Biotechnology der Universität Bielefeld (CeBiTec) gliederte sich in drei Themenschwerpunkte:

- Entwicklung schneller und spezifischer molekularbiologischer Nachweismethoden für *C. difficile*, MRSA und ESBL-bildende Enterobakterien sowie Identifizierung wichtiger Toxin- und Antibiotikaresistenzgene (inklusive Metagenomstudien)
- Screening verschiedener landwirtschaftlicher Biogasanlagen auf das Vorkommen von *C. difficile*, MRSA und ESBL-Enterobakterien sowie mittels Metagenomanalysen auch von Antibiotikaresistenzgenen

- Untersuchung des Verhaltens von *C. difficile* bei mesophilen und thermophilen Prozessbedingungen mittels Keimträgerversuchen

Die Ergebnisse von Mößnang et al. (2019) werden im Folgenden zusammenfassend präsentiert.

2 Material und Methoden

2.1 Anlagen-Screening

Insgesamt wurden 220 Proben entlang der gesamten Prozesskette aus 14 ausgewählten bayerischen Pilot-Biogasbetrieben (PB) auf die Anwesenheit von *C. difficile* untersucht (qualitative Analyse). Bei neun Proben wurde zusätzlich eine quantitative Untersuchung mittels Most-Probable-Number (MPN-)Verfahren durchgeführt. Auf ESBL-bildende *E. coli* wurden an der LfL 59 Proben aus 8 Biogasanlagen entlang den gesamten Prozessketten untersucht, davon 12 Proben auch quantitativ. Um eine bestimmte Substratmischungscharge zu verfolgen, konnten bei zwei Anlagen Proben von allen Prozessstufen unter Berücksichtigung der hydraulischen Verweilzeiten gezogen und analysiert werden. Am LGL wurden 251 Biogasanlagenproben aus allen Prozessstufen auf die Anwesenheit von ESBL-*E. coli* und MRSA überprüft.

Der Fokus lag entsprechend den Ergebnissen von Fröschle et al. (2015b) auf Biogasanlagen mit hohem Anteil an tierischen Nebenprodukten in der Futtermischung, es wurden aber auch Anlagen untersucht, die ausschließlich nachwachsende Rohstoffe einsetzen (PB 8, PB 27). Weitere Details sind bei Mößnang et al. (2019) beschrieben.

2.2 Kultivierungsverfahren

2.2.1 *Clostridium difficile*

Das Kultivierungsverfahren für *C. difficile* wurde von Fröschle et al. (2015b) übernommen und gliederte sich in zwei Stufen: Anreicherung in TPGY Bouillon (Trypticase-Peptone-Glucose-Yeast Extract Broth) und Parallelausstrich auf SCS (Schädler Agar + 5 % Schafsblut) und ChromID® *C. difficile* Agar (CDIF). Hiermit wurden die vegetativen Zellen erfasst. Zur Bestimmung von Sporen wurde eine Parallele der Anreicherungskultur vor dem Ausstrich erhitzt (60 °C, 15 min; mit Taurocholsäure-Natriumsalz zur besseren Sporenkeimung; Mößnang et al. 2019). Um den Einfluss der Taurocholsäure zu prüfen, wurden bei den Keimträgerversuchen Ansätze nur mit Hitzebehandlung und Ansätze mit zusätzlicher Zugabe von Taurocholsäure analysiert. Die Gesamtkeimzahl ergibt sich aus der Summe (vegetative Zellen + Sporen), wobei leichte Überschätzungen nicht auszuschließen sind. Neben dem konventionellen Nachweis wurden die Kolonien mit qPCR-Analytik auf die Anwesenheit des *tpi*-Gens sowie von Toxingenen überprüft

(Abschnitt 2.3.1). Die Quantifizierung erfolgte ebenfalls mit qPCR-Analytik aus seriellen Verdünnungen der Anreicherungen über das MPN Verfahren.

2.2.2 ESBL-bildende *E. coli* und *Enterobacteriaceae*

Der Nachweis von ESBL-bildenden *E. coli* erfolgte nach Anreicherung in Peptonwasser/Tween 80 mit Cefotaxim (anfangs 0,6, später 1,0 mg·L⁻¹) und Plattierung auf Mac Conkey Agar mit Cefotaxim. Auswertungsgrundlage waren die Koloniemorphologie, Sanger-Sequenzierungen (*rrs*), Agardiffusionstests und Vitek®2-Ergebnisse auf Antibiotikaresistenzen und der qPCR-Nachweis des Resistenzgens CTX-M (Abschnitt 2.3.1). Quantifiziert wurde mit MPN-qPCR aus seriellen Verdünnungsreihen der Anreicherungen.

2.2.3 Methicillin-resistente *Staphylococcus aureus* (MRSA)

MRSA wurden am LGL mit der dort etablierten Kultivierungsroutine bestimmt. Diese besteht aus einer Voranreicherung in Müller-Hinton-Bouillon mit 6 % NaCl und einer Anreicherung in Casein-Soja-Pepton-Bouillon mit Cefoxitim und Aztreonom. Bei positiven qPCR-Ergebnissen auf *nuc* und *mecA* wurde parallel auf Brilliance MRSA- und chromID MRSA-Agar ausgestrichen. Isolate wurden biochemisch mittels VITEK®2-Analysen differenziert und auf Antibiotikaresistenzen getestet.

2.3 Molekularbiologische Analytik

Molekularbiologische Analytik wurde für verschiedene Probenmatrices und mit unterschiedlicher Zielsetzung eingesetzt. Untersucht wurden Reinkulturen, Mischkulturen sowie Substrate, Gärgemische und Gärreste aus Biogasanlagen.

Bei PCR-gestützten Ansätzen (Abschnitte 2.3.1 und 2.3.2) wurde bei Hinweisen auf PCR-Inhibierung in Verdünnungsansätzen eine DNA-Extraktion vorgeschaltet. In diesen Fällen wurde die DNA für die kulturbasierten Ansätze mit dem QIAamp DNA Stool Mini Kit (Qiagen) extrahiert. Lag keine Inhibierung vor, wurden für Zellsuspensionen nach wiederholtem Waschen mit isotonischer, steriler KCl-Lösung whole-cell PCRs durchgeführt. Für die Metagenomanalysen mit Proben aus Biogasanlagen (Abschnitt 2.3.3) wurden Duplikate mit dem GeneMATRIX Universal DNA/RNA/Protein Purification Kit (EurX) bis zur erforderlichen Reinheit und DNA-Menge extrahiert.

2.3.1 Konventionelle und (quantitative) Real-Time PCR

Die konventionelle PCR mit *rrs* (16S rRNA-Gen) als Zielgen wurde als whole-cell PCR für Zellsuspensionen oder mit extrahierter DNA (Abschnitt 2.3) eingesetzt, um Isolate mittels DNA-Sequenzierung und Bioinformatik-Routinen (Abschnitt 2.3.2) zu identifizieren. Nach der Amplifikation des Zielgen-Abschnitts wurde die Korrektheit des Produkts mit

Agarose-Gelelektrophorese überprüft. Amplikons mit korrekter Länge wurden sequenziert und mit bioinformatischen Routinen phylogenetisch identifiziert (Abschnitt 2.3.2).

Real-Time PCR wurde einerseits zum spezifischen Nachweis für bestimmte Zielgene verwendet, andererseits auch zur absoluten Quantifizierung der Zielgene bzw. der das Zielgen tragenden Mikroorganismen in der betrachteten Probe über MPN-Ansätze.

Im Rahmen des Projekts wurden vorhandene Primer- oder 5'-Nuklease-Systeme anhand der aktuellen Datenbankeinträge und *in vitro* überprüft und bei positivem Ergebnis übernommen oder aber bei erkannten Spezifitätsproblemen neu entwickelt und evaluiert. Eingesetzt wurden schließlich 5'-Nuklease-Systeme für die Triosephosphat-Isomerase (*tpi*) von *C. difficile* sowie Systeme für dessen Toxingene (*tcdA*, *tcdB*, *cdtA*). Für ESBL-bildende *Enterobacteriaceae* wurde das 5'-Nuklease-System „Ebac“ (16S rDNA als Ziel) entwickelt und System „CTX-M“ zum Nachweis der β -Laktamasen. Zu Nachweiseverfahren für MRSA und Antibiotikaresistenzgenen siehe Abschnitt 2.2.3.

2.3.2 Sanger Sequenzierung und Identifizierung von Amplikons

Die mit den gen- oder gruppenspezifischen Primersystemen erhaltenen Amplikons (Abschnitt 2.3.1) wurden auch zur Überprüfung der Vitek®2 Ergebnisse gereinigt und sequenziert. Die erhaltenen Sequenzen wurden bioinformatisch mithilfe von BLASTN-Abfragen gegen die Datenbanken des NCBI (National Center for Biotechnology Information) und dann phylogenetisch mit dem Programmpaket MEGA (Versionen 5-7) ausgewertet.

2.3.3 Metagenomanalysen

Um die Verbreitung von Antibiotikaresistenzgenen in der Prozesskette zu erfassen und die Ergebnisse zu *Clostridium difficile* zu verifizieren, wurden Metagenomanalysen von drei Praxisanlagen durchgeführt. Der Fokus lag dabei auf Prozesse mit Einsatz tierischer Reststoffe, da angenommen wurde, dass der Eintrag von Antibiotikaresistenzen vermehrt über tierische Nebenprodukte erfolgt. Pilotanlage (PB) 28 setzte eine große Menge an Putenmist (24,3 %) neben Maissilage, Zuckerrüben und Schweinegülle ein, PB 34 verwertete überwiegend Rindermist (43,8 %) und Schweinegülle (37,5 %) neben Kleegrassilage, und bei PB 27 kamen ausschließlich pflanzliche Substrate zum Einsatz. Diese Anlage galt deshalb als „Referenzanlage“ für die Untersuchungen. DNA Extrakte (Abschnitt 2.3) wurden in Replikaten von PB 28 und PB 34 aus den Substratmischungen entsprechend ihrer Zusammensetzung, aus dem Fermenter und dem Nachgärer und von BP 27 aus den Hydrolysestufen (gepoolt), den Festbettreaktoren (gepoolt), dem Fermenter und vom Gärrestlager gewonnen und tief sequenziert (Illumina HiSeq; Nextera). Aus den Substraten von PB 27 konnte nicht genügend DNA in geeigneter Qualität für die Sequenzierung gewonnen werden. Als Referenzen der bioinformatischen Auswertung dienten die Datenbanken ResFinder und ARG-ANNOT. Zur Analyse wurde die Pipeline „Metagenomics rapid gene

identification pipeline“ (MeRaGENE) der Universität Bielefeld im Rahmen dieses Projekts speziell auf die Identifikation von Antibiotikaresistenzgenen angepasst. Die Auswertung erfolgte extrem stringent, als Treffer galten nur Sequenzen mit 100 % Abdeckung und ≥ 98 % Sequenzidentität. Zur Identifizierung von *C. difficile* in den Metagenomen wurden Fragment Recruitments eingesetzt. Die Abdeckung wurde gegenüber 190 verschiedenen *C.-difficile*-Genomen geprüft.

2.4 Keimträgerversuche mit *C. difficile*

Für die Keimträgerversuche mit *C. difficile* wurden die vom Institut für Medizinische Mikrobiologie und Hygiene (Konsiliarlabor *Clostridium difficile*, Homburg/Saar) zur Verfügung gestellten apathogenen Stämme der Ribotypen 140 und 010 verwendet. Sie besitzen das *tpi*-, aber keines der Toxingene *tcdA*, *tcdB* oder *cdtA*, und waren daher für die Keimträgerversuche in 28-L-Technikumsfermentern der LfL geeignet. Diese wurden mit Mais/(Klee)grassilage bei 38 °C und 55 °C betrieben. Die an den Enden osmotisch permeablen Keimträger wurden mit Gärgemisch und einer definierten Anzahl an *C. difficile* Zellen befüllt und über unterschiedliche Zeiträume in den Fermentern den Bedingungen exponiert. Nach der Exposition wurden die verbliebenen *C.-difficile*-Zellen wie in Abschnitt 2.2.1 beschrieben quantifiziert. Um die Sporenkeimung zu verbessern, wurden Ansätze mit und ohne Taurocholsäure (Abschnitt 2.2.1) während des kultivierungsbasierten Nachweises analysiert. Weitere Details zu den Keimträgeruntersuchungen sind bei Fröschle et al. (2015b), Huber et al. (2017) und Möbñang et al. (2019) beschrieben.

3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 Anlagen-Screening

An der LfL wurden insgesamt 220 Proben aus 14 Praxisanlagen auf das Vorkommen von *C. difficile* untersucht. Davon waren 41 % Einsatzstoffe pflanzlicher Herkunft (hauptsächlich Silagen), 16 % waren tierischen Ursprungs (z.B. Gülle, Mist), 26 % Fermenter-inhalte (Hauptgärer) und 17 % Gärgemische aus nachgeschalteten Stufen (Nachgärer, Endlager). In allen untersuchten Prozessstufen konnte *C. difficile* nachgewiesen werden (Abb. 1). Pflanzliche Substrate waren aber mit einer Nachweisrate von ca. 11 % deutlich geringer belastet als tierische Einsatzstoffe (62 %). Für Gärgemische betrug die Nachweisrate im Schnitt 83 % und für Gärprodukte 87 %. Bei einem Großteil der *C.-difficile*-Isolate waren auch Toxingene nachweisbar. Wegen der teils hohen Nachweisraten wurden besonders Fermenter-inhalte und Proben aus nachgeschalteten Stufen quantitativ untersucht. Hier zeigte sich, dass die Konzentration von *C. difficile* in allen untersuchten Proben ($n = 9$) verschwindend gering war ($< 8 \text{ MPN} \cdot \text{g}_{\text{FM}}^{-1}$).

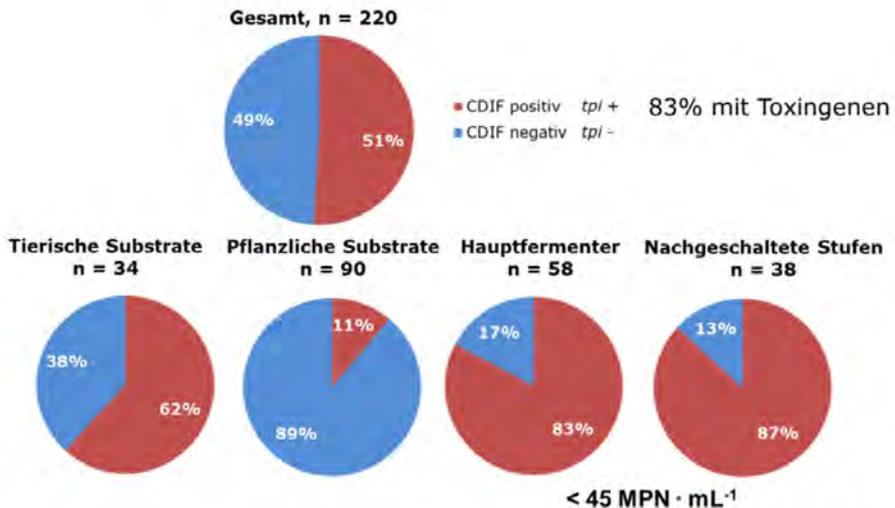


Abb. 1: Qualitative Nachweisraten von *C. difficile* für die verschiedenen Prozessstufen

Am LGL wurden *C.-difficile*-Stämme aus 17 von insgesamt 121 untersuchten Proben isoliert (Nachweisrate 14,0 %). Bei zwei Isolaten konnten keine Toxingene nachgewiesen werden, 14 Isolate waren *tcdA* und *tcdB* positiv und bei einem Isolat wurde zusätzlich das binäre Toxin (*cdtA*) gefunden. In den 17 CDIF-positiven Proben wurden ebenfalls nur geringe *C.-difficile*-Konzentrationen nachgewiesen ($\leq 43 \text{ MPN} \cdot \text{g}_{\text{FM}}^{-1}$; bei 11 Proben $< 3 \text{ MPN} \cdot \text{g}_{\text{FM}}^{-1}$).

Dass *C. difficile* als ubiquitäres Bakterium auch in den pflanzlichen Substraten vorkommt, ist nicht verwunderlich. Sein Nachweis auch in den Fermentern und den nachgeschalteten Stufen unterstreicht seine ausgeprägte Überdauerungsfähigkeit. Die dort durchwegs sehr geringen Konzentrationen deuten allerdings an, dass *C. difficile* durch Biogasprozesse nicht zum Problem wird. Zusammen mit den Ergebnissen der Keimträgeruntersuchungen (Abschnitt 3.2) kann geschlossen werden, dass *C. difficile* sich in der Biogaspraxis zumindest bei regulärem Betrieb nicht vermehrt.

ESBL-bildende *E. coli* konnten aus 12 von insgesamt 310 Proben isoliert werden, insbesondere aus tierischen Substraten (unter anderem Rinder- und Geflügelmist sowie Rinder- und Schweinegülle). Zwei der Isolate wurden als AmpC- β -Laktamase-Bildner identifiziert. Diese Kombination vermittelt Resistenz auch gegenüber neueren Cephalosporinen. Neben ESBL-/AmpC- β -Laktamase-bildenden *E. coli* wurden auch antibiotikaresistente Stämme aus anderen Gattungen (unter anderem *Ochrobactrum*, *Acinetobacter*, *Pseudomonas*, *Achromobacter* und *Stenotrophomonas*) isoliert.

ESBL-*E.-coli* konnten in Nachgärer- und Endlagerproben nicht gefunden werden, wohl aber vereinzelt aus Substraten tierischer Herkunft. Demnach fand keine Anreicherung dieser Organismen in den Prozessen statt. Auch bei Schauss et al. (2015) konnten

keine ESBL-bildenden *E. coli* in den Endlager-Proben nachgewiesen werden. Die verschiedenen Varianten von *E. coli* sterben in Biogasprozessen sehr schnell ab (Fröschle et al. 2015b). Die quantitativen Analysen ergaben für ESBL-*Enterobacteriaceae* im Rindermist 10^7 – 10^9 MPN·g_{FM}⁻¹, in der Schweinegülle mit 10^3 – 10^5 MPN·g_{FM}⁻¹ deutlich weniger und am wenigsten mit 10^1 – 10^3 MPN·g_{FM}⁻¹ in den pflanzlichen Substraten. In den Gär gemischen und Gärresten wurden Werte zwischen 10^2 – 10^4 MPN·g_{FM}⁻¹ gemessen. Ähnlich den Ergebnissen für *C. difficile* waren also die tierischen Substrate am stärksten mit ESBL-*Enterobacteriaceae* belastet, deren Konzentration in den Biogasprozessen deutlich abnahm.

MRSA-Erreger wurden in keiner der untersuchten Biogasanlagen-Proben (n = 251) gefunden. Glaeser et al. (2016) fanden bei der Untersuchung zweier mesophiler Biogasanlagen ebenfalls keine MRSA. Das hygienische Risiko, das von diesem Krankheitserreger ausgeht, ist demnach im Bereich von Biogasprozessen eher gering.

3.2 Keimträgerversuche mit *C. difficile*

In mesophilen Keimträgerversuchen (38 °C) mit den apathogenen *C. difficile*-Stämmen wurde eine Reduktion um 90 % (D-Wert) im Mittel innerhalb von $10,8 \pm 3,0$ d (ohne Taurocholsäure, T) bzw. $19,7 \pm 7,3$ d (mit T) erreicht. Deutlich schneller wurde *C. difficile* unter thermophilen Bedingungen (55 °C) reduziert. Hier lagen die mittleren D-Werte bei $4,1 \pm 1,0$ d (ohne T) bzw. bei 3,0 d (mit T) (Abb. 2).

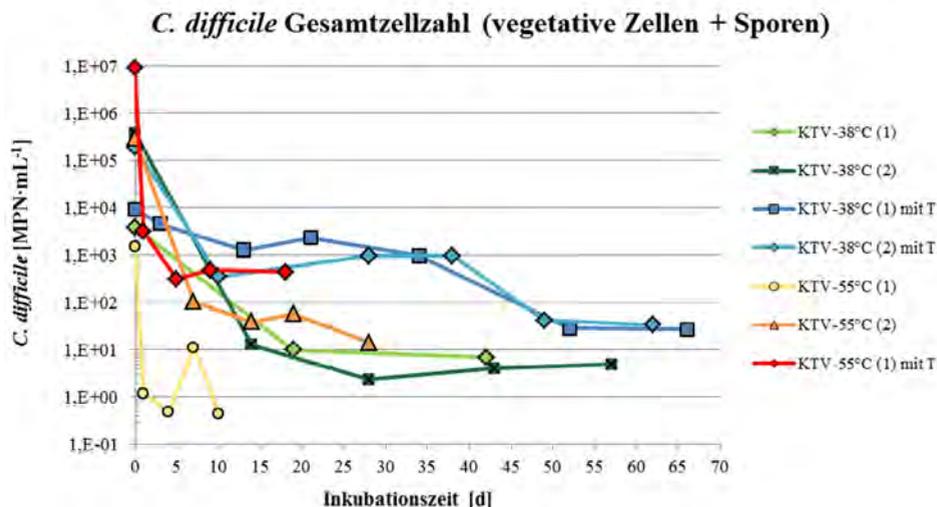


Abb. 2: Verhalten von *C. difficile* bei mesophiler (38 °C) und thermophiler (55 °C) Prozesstemperatur; KTV = Keimträgerversuch, T = Taurocholsäure

Die Reduktion lief in zwei Phasen ab, einer initial sehr schnellen und einer langsamen nach etwa 5 (55 °C) bzw. 15 (38 °C) Tagen (Abb. 2). Dies kann auf der besonders starken Reduktion vegetativer Zellen zu Expositionsbeginn (nicht dargestellt) beruhen aber auch auf einer nicht völligen Klonalität der Inokula und Selektion einer relativ resistenten Fraktion. Da die Taurocholsäure einen fördernden Einfluss auf die Sporenkeimung hatte (Abb. 2), sind die Daten ohne Taurocholsäure wahrscheinlich etwas unterschätzt.

In Tabelle 1 sind die für *C. difficile* erhaltenen mittleren D-Werte zu entsprechenden Ergebnissen für andere relevante Krankheitserreger aus der vorangegangenen Studie von Fröschle et al. (2015b) vergleichend aufgeführt. In der Größenordnung entsprechen sie den Werten für *Clostridium botulinum*, während die nicht-sporenbildenden *Enterobacteriaceae* wesentlich schneller in den Biogasprozessen absterben.

Tab. 1: Dezimale Reduktionszeiten verschiedener Krankheitserreger im Vergleich

	D-Wert mesophil (38 °C)	D-Wert thermophil (55 °C)
<i>Clostridium botulinum</i> LGL E2625	34,6 ± 9,2 d	1,2 ± 1,0 d
<i>Clostridium difficile</i> RT 140 / RT 010	10,8 ± 3,0 d 19,7 d ± 7,3 d (mit T.)	4,1 ± 1,6 d 3,0 d (mit T.)
<i>Salmonella enterica</i> sv. Senftenberg W775	9,4 ± 3,7 h	≤ 3,2 min (60 °C)
<i>E. coli</i> (EPEC) LGL 38122	7,5 ± 5,2 h	≤ 3,2 min

Festzuhalten ist, dass auch die Keimträgerversuche keinen Hinweis ergaben, dass sich *C. difficile* in Biogasprozessen vermehren würde. Im Gegenteil wird der Erreger reduziert, in thermophilen Prozessen dabei schneller als in mesophilen.

3.3 Metagenomanalysen

Die Metagenomanalysen mit tiefer Sequenzierung hatten zwei Zielsetzungen: zum einen sollte geprüft werden, ob sich Hinweise für das Vorhandensein von *C. difficile* in DNA-Extrakten ohne zwischengeschaltete PCR-Schritte finden, zum anderen sollte das Vorhandensein von Antibiotikaresistenzgenen in der Prozesskette dreier ausgewählter Biogasanlagen (Abschnitt 2.3.3) bei äußerst stringenter Nachweistoleranz geprüft und relativ quantifiziert werden.

Insgesamt wurden in einem ersten Metagenomansatz 130,4 Gigabasenpaare (Gbp) von den Kompartimenten dreier unterschiedlich beschickter Biogasanlagen (Abschnitt 2.3.3) sequenziert (14,0 bis 22,6 Gbp pro Probe). Dabei wurden von Prodigal 126.699 bis 408.452 Gene in den einzelnen Proben identifiziert. Bei sehr stringenter Auswertung wurden in der Substratmischung der PB 28 deutlich mehr Antibiotikaresistenzgene ver-

schiedener Klassen nachgewiesen als in den Gärgemischen (Abb. 3). In PB 34 war eine solche Verteilung bei geringeren Nachweisraten weniger klar (Abb. 3), und in der reinen NawaRo-Anlage PB 27 (nicht dargestellt) war es dagegen jeweils nur 1 Treffer für Aminoglycoside und Tetracycline in der Substratmischung und 0 bis 1 Treffer für diese im Endlager (nicht dargestellt). Für die Anwesenheit von *C. difficile* fand sich kein Hinweis. Bei den eher geringen Trefferquoten (Abb. 3) ist zu berücksichtigen, dass die Schwelle für einen positiven Befund bei 100 % Abdeckung und ≥ 98 % Sequenzidentität lag (Abschnitt 2.3.3). Bei nur etwa 10 % weniger Abdeckung läge die Trefferquote wesentlich höher (MöbNang et al. 2019).

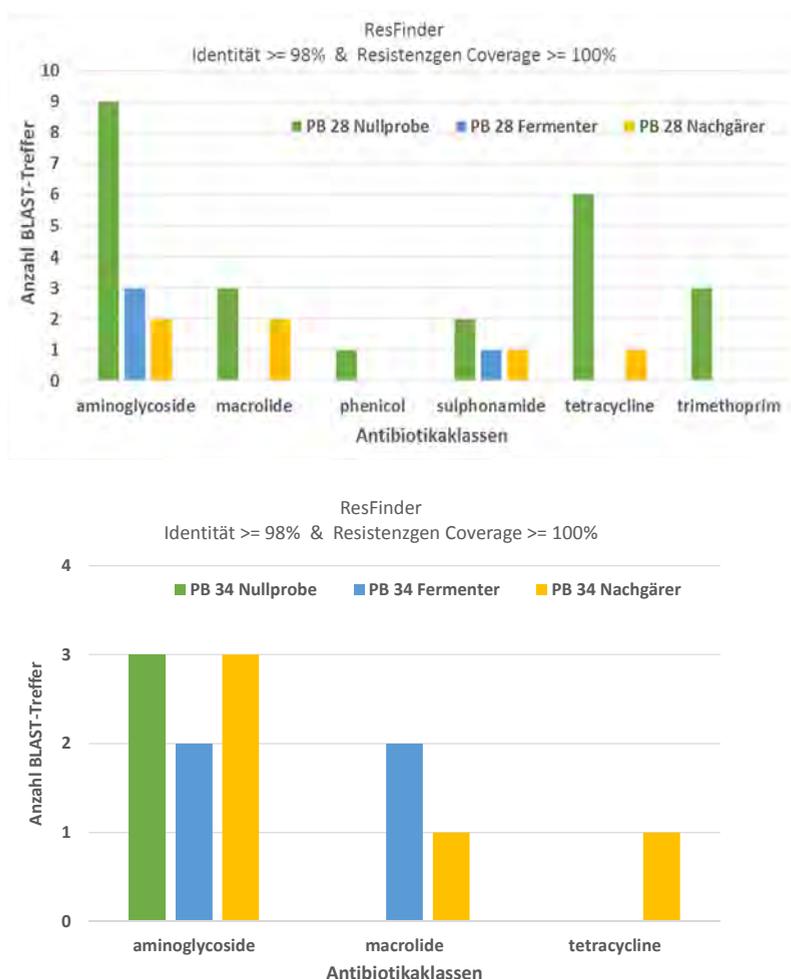


Abb. 3: Mit ResFinder identifizierte Antibiotikaresistenzgene in PB 28 (oben) und PB 34 (unten). Nullprobe: Substratmischung.

Diesen ersten Ergebnissen zufolge scheinen Antibiotikaresistenzgene überwiegend über tierische Substrate in Biogasanlagen eingetragen und im Prozessverlauf reduziert zu werden. Weitere Analysen sollten dies bestätigen. Dass *C. difficile* in den Metagenomen nicht nachgewiesen wurde, kann an seiner geringen Konzentration und/oder an einer noch zu geringen Sequenziertiefe liegen. Wenn *C. difficile* als Sporen vorlag, könnte auch eine unzureichende DNA-Extraktion dazu beigetragen haben.

4 Zusammenfassung

Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass *C. difficile*, ESBL-bildende *E. coli* und Antibiotikaresistenzgene primär über tierische Substrate in die Biogasanlage eingetragen werden. Während ESBL-Bildner und Antibiotikaresistenzgene fast ausschließlich bzw. überwiegend in den tierischen Eingangsstoffen nachgewiesen wurden, konnte *C. difficile* vielfach auch in den Gärgemischen und Gärprodukten gefunden werden. Allerdings war die Konzentration von *C. difficile* in den untersuchten Proben sehr gering. Keimträgerversuche ergaben unter meso- und stärker noch unter thermophilen Bedingungen eine eindeutige Reduktion von *C. difficile*. Es gab keine Hinweise darauf, dass sich *C. difficile*, ESBL-*E.-coli* oder Antibiotikaresistenzgene im Biogasprozess vermehren würden. MRSA konnten in keiner Biogasanlage nachgewiesen werden.

Literatur

- Dingle, K.E.; Didelot, X.; Quan, T.P.; Eyre, D.W.; Stoesser, N.; Marwick, C.A.; Coia, J.; Brown, D.; Buchanan, S.; Ijaz, U.Z.; Goswami, C.; Douce, G.; Fawley, W.N.; Wilcox, M.H.; Peto, T.E.A.; Walker, A.S.; Crook, D.W. (2019): A role for tetracycline selection in recent evolution of agriculture-associated *Clostridium difficile* PCR ribotype 078. *mBio* 10: e02790-18, pp. 19
- Fröschle, B.; Heiermann, M.; Lebuhn, M.; Messelhäusser, U.; Plöchl, M. (2015a): Hygiene and Sanitation in Biogas Plants. In: Hg. Guebitz, G.M.; Bauer, A.; Bochmann, G.; Gronauer, A.; Weiss, S.: *Biogas Science and Technology*. Springer International Publishing, Cham, pp. 63–99, https://doi.org/10.1007/978-3-319-21993-6_3
- Fröschle, B.; Madge-Pimentel, E.; Messelhäuser, U.; Zucker, R.; Lebuhn, M. (2015b): Verhalten von EHEC und krankheitserregenden Clostridien in Biogasanlagen (Abschlussbericht No. N/11/30). Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, S. 129
- Glaeser, S.P.; Sowinsky, O.; Brunner, J.S.; Dott, W.; Kämpfer, P. (2016): Cultivation of vancomycin-resistant enterococci and methicillin-resistant staphylococci from input and output samples of German biogas plants. *FEMS Microbiol. Ecol.* 92, fiw010, pp. 14, <https://doi.org/10.1093/femsec/fiw010>
- Heeschen, W.; Zschaler, R. (2015): *Prozesshygiene*. Hamburg, Behr's Verlag

- Huber, B.; Lerch, B.; Lebuhn, M. (2017): *Clostridium difficile* in landwirtschaftlichen Biogasanlagen? In: KTBL-Schrift 512, Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven, FNR/KTBL-Kongress 26.–27.9.17, Bayreuth, S. 137–145
- Knetsch, C.W.; Kumar, N.; Forster, S.C.; Connor, T.R.; Browne, H.P.; Harmanus, C.; Sanders, I.M.; Harris, S.R.; Turner, L.; Morris, T.; Perry, M.; Miyajima, F.; Roberts, P.; Pirmohamed, M.; Songer, J.G.; Weese, J.S.; Indra, A.; Corver, J.; Rupnik, M.; Wren, B.W.; Riley, T.V., Kuijper, E.J.; Lawley, T.D. (2018): Zoonotic transfer of *Clostridium difficile* harboring antimicrobial resistance between farm animals and humans. *J. Clin. Microbiol.*, pp. 8, DOI: 10.1128/JCM.01384-17
- Knight, D.R.; Elliott, B.; Chang, B.J.; Perkins, T.T.; Riley, T.V (2015): Diversity and Evolution in the Genome of *Clostridium difficile*. *Clin. Microbiol. Rev.* 28, pp. 721–741
- Lübbert, C.; John, E.; v. Müller, L. (2014): *Clostridium difficile* infection. *Dtsch. Arzteblatt Online*, <https://doi.org/10.3238/arztebl.2014.0723>
- Möbngang, B.; Lerch, B.; Kinker, I.; Barth, J.; Andrade, D.; Streicher, G.; Kliche, R.; Effenberger, M.; Osterholz, B.; Belmann, P.; Sczyrba, A.; Zucker, R.; Huber, S.; Messelhäuser, U.; Lebuhn, M. (2019): Bedeutung und Verbleib von *Clostridium difficile* und anderen neuartigen Erregern in landwirtschaftlichen Biogasanlagen (Abschlussbericht N/15/04). Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, S. 134
- Ruscher, C. (2014): Empfehlungen zur Prävention und Kontrolle von Methicillin-resistenten *Staphylococcus aureus*-Stämmen (MRSA) in medizinischen und pflegerischen Einrichtungen: Empfehlung der Kommission für Krankenhaushygiene und Infektionsprävention (KRINKO) beim Robert Koch-Institut. *Bundesgesundheitsblatt - Gesundheitsforschung - Gesundheitsschutz* 57, S. 695–732, <https://doi.org/10.1007/s00103-014-1980-x>
- Schauss, T.; Glaeser, S.P.; Gütschow, A.; Dott, W.; Kämpfer, P. (2015): Improved Detection of Extended Spectrum Beta-Lactamase (ESBL)-Producing *Escherichia coli* in Input and Output Samples of German Biogas Plants by a Selective Pre-Enrichment Procedure. *PLOS ONE* 10, e0119791, <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0119791>

Danksagung

Wir danken dem Institut für Medizinische Mikrobiologie und Hygiene (Konsiliarlabor *Clostridium difficile*, Homburg/Saar) für die Bereitstellung der apathogenen *C.-difficile*-Stämme der Ribotypen 140 und 010.

Dem Bayerischen Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten danken wir für die finanzielle Unterstützung des Vorhabens N/15/04.

Methodenvergleich zur Substrat- und Effizienzbewertung an Biogasanlagen

SÖREN WEINRICH, FRANZISKA SCHÄFER, JÜRGEN PRÖTER,
MARK PATERSON, JAN LIEBETRAU

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 (Liebetrau et al. 2014). Eine direkte Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Verfahren auf Basis der Trockensubstanz (TS, oTS, FoTS), Futtermittel-, Elementar- oder Brennwertanalyse sowie den allgemeinen Richtwerten zu den Gaserträgen des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL 2015) ist bis heute nur eingeschränkt 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 (Weinrich et al. 2018)

Im Rahmen des vorliegenden Beitrags sollen die verfügbaren Methoden zur Substrat- und Effizienzbewertung von Biogasanlagen hinsichtlich ihrer Aussagekraft und Praxis-tauglichkeit verglichen werden.

2 Methoden

2.1 Datengrundlage

Für einen aussagekräftigen Vergleich der unterschiedlichen Methoden zur Substrat- und Effizienzbewertung wird die umfangreiche Datenbasis des KTBL/VDLUFA Ringversuchs Biogas im Jahr 2017 (KTBL/VDLUFA 2018) verwendet, um sowohl Messunsicherheiten innerhalb eines Labors als auch zwischen unterschiedlichen Laboren gezielt abzubilden. Die Ringversuche wurden vom KTBL und VDLUFA erstmals zwischen 2006 und 2008 im Rahmen eines vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) geförderten Verbundvorhabens zur „Bewertung nachwachsender Rohstoffe zur Biogaserzeugung für die Pflanzenzüchtung“ (Teilvorhaben 3: Biogaserträge in Laborversuchen – Fragen zur Vergleichbarkeit und Übertragbarkeit; FKZ: 22019205) durchgeführt. So konnten in der Vergangenheit mithilfe der Ringversuche Unterschiede bei Untersuchungsergebnissen von Gärversuchen systematisch identifiziert und reduziert werden. Aufbauend aus den Erkenntnissen der ersten Ringversuche wurde die gleichnamige KTBL-Arbeitsgruppe gebildet, welche die nun jährlich durchgeführten KTBL/VDLUFA Ringversuch Biogas fachliche begleitet. Die Anzahl der teilnehmenden Labore liegt je nach Jahrgang zwischen 20 und 30 Laboren, welche mit unterschiedlichen Versuchsaufbauten und Analyseverfahren teilnehmen (Weinrich et al. 2017).

Grundsätzlich können die teilnehmenden Labore seit 2014 individuell aus den Analysenbereichen zur Bestimmung der Biogas- und Methanerträge, Rohnährstoffe oder Restgaspotentiale wählen. Für den vorliegenden Betrachtungszeitraum der Ringversuchsergebnisse aus dem Jahr 2017 (KTBL/VDLUFA 2018) wurde eine einheitliche Charge an Maissilage sowohl zur Ermittlung der Gaserträge als auch zu Bestimmung der charakteristischen Rohnährstoffe aus der Futtermittelanalyse verschickt. Zusätzlich wurden mit dem gleichen Probenmaterial kontinuierliche Gärversuche als Doppelansatz im DBFZ Biogaslabor durchgeführt. Für die folgenden Untersuchungen liegen somit für eine einzelne Substratprobe entsprechende Messwerte aus

- Batchversuchen (21 Labore),
- Futtermittelanalysen (14 Labore) und
- kontinuierlichen Laborversuchen (zwei 10-L-Reaktoren am DBFZ)

vor, welche nun hinsichtlich der unterschiedlichen Methoden zur Substrat- und Effizienzbewertung vergleichend ausgewertet werden können.

2.2 Substratbewertung

Das Biogasbildungspotential ist eine zentrale Kenngröße für eine belastbare Substratcharakterisierung und Effizienzbewertung an Biogasanlagen. Es stellt die maximale Gasmenge dar, welche durch anaerobe Fermentationsprozesse aus dem jeweiligen Substrat erzeugt werden kann und ist damit systematisch vom tatsächlichen Biogasertrag im kontinuierlichen Anlagenbetrieb zu unterscheiden (Abb. 1). Für eine belastbare Substratbewertung ist der Energiebedarf für mikrobielle Wachstumsprozesse bei der Ermittlung des Biogasbildungspotentials zu berücksichtigen. Zudem bezieht sich das Biogasbildungspotential auf den konkreten Zustand (z. B. Reife-, Silierungs- oder Aufschlussgrad) der eingesetzten Substrate, sodass auch entsprechende Vorbehandlungs- oder Desintegrationsverfahren das verfügbare Potential im anaeroben Biogasprozess grundsätzlich verändern können.

Neben der experimentellen Bestimmung anhand von Batchtests existieren in der Wissenschaft und Praxis vielfältige Berechnungsmethoden, um das Biogasbildungspotential anhand der fermentierbaren Substratbestandteile oder mithilfe von geeigneten Regressionsmodellen zu bestimmen.

Bestimmung des Biogasbildungspotentials anhand von Batchversuchen

In der wissenschaftlichen Praxis sowie im großtechnischen Anlagenbetrieb wird der Endwert aus Batchversuchen häufig mit dem Biogasbildungspotential der eingesetzten Substrate gleichgesetzt. Inwieweit der experimentelle Endwert im Batchversuch tatsächlich das maximale Biogasbildungspotential der jeweiligen Substrate repräsentiert oder nur einen individuellen Biogasertrag darstellt, ist bis heute nicht abschließend geklärt. Zudem existieren vielfältige Versuchssysteme, Messverfahren und methodische Unterschiede (einschließlich der verwendeten Inokulua), welche trotz einschlägiger Richtlinien (wie beispielsweise VDI 4630) eine direkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse aus Batchversuchen weiterhin erschweren (Weinrich et al. 2018).

Im Rahmen der KTBL/VDLUFA Ringversuche Biogas wird die Einhaltung der VDLUFA-Methodenvorschrift „Bestimmung der Biogas- und Methanausbeute in Gärtests“ (2011) bzw. der VDI-Richtlinie 4630 (2016) vorausgesetzt, um die Richtwerte bekannter Einflussgrößen einzuhalten und eine möglichst vergleichbare Basis zur Bestimmung des Biogasbildungspotentials anhand von Batchversuchen zu gewährleisten.

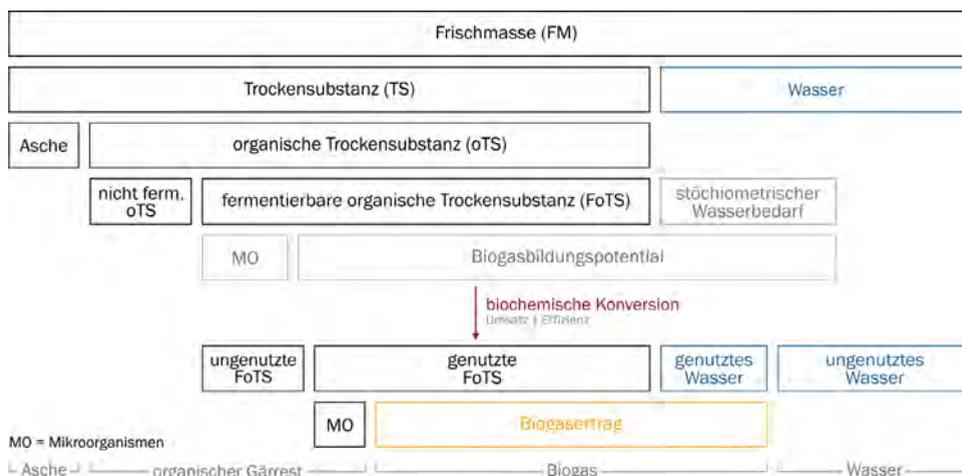


Abb. 1: Umsatz charakteristischer Substratbestandteile im Biogasprozess (© Weinrich)

Bestimmung des Biogasbildungspotentials anhand der fermentierbaren Substratbestandteile (FoTS)

Für die stöchiometrische Berechnung des Biogasbildungspotentials lassen sich die charakteristischen Fraktionen der einschlägigen Substratanalytik verwenden (Abb. 1). Neben der Trockensubstanz (TS) ist dabei gezielt zwischen der organischen und fermentierbaren organischen Trockensubstanz (oTS und FoTS) zu unterscheiden. Während die oTS alle organischen Verbindungen (einschließlich Lignin) im Substrat umfasst, bezieht sich die FoTS nur auf die unter anaeroben Bedingungen abbaubaren Substratbestandteile. Eine direkte analytische Bestimmung der FoTS ist bis heute nicht bekannt, sodass die Fermentierbarkeit lediglich über geeignete Schätzverfahren approximiert werden kann. Für die Praxis stehen aktuell folgende drei Methoden zur Verfügung:

- **Verdauungsquotienten (DLG 1997)**

Die fermentierbaren Substratbestandteile werden hier mit der am Tier gemessenen scheinbaren Verdaulichkeit der Rohnährstoffe gleichgesetzt. Für die substratspezifischen Verdauungsquotienten existieren von der Deutschen Landwirtschaftsgesellschaft (DLG) umfangreiche Tabellenwerke.

- **Fermentationsquotienten nach Weißbach (Weißbach 2018)**

Weißbach präziserte die Methode zur Übertragung der scheinbaren Verdaulichkeit für die Bestimmung der anaerob fermentierbaren Nährstoffanteile im Biogasprozess (unter Berücksichtigung der Nährstoffausscheidungen endogenen Ursprungs). Die Bestimmung der FoTS erfolgt für ausgewählte Substratarten anhand eines empirischen Zusammenhangs (Regression) in Abhängigkeit von Rohasche und Rohfaser.

- **Ligningehalt**

Die Fermentierbarkeit wird hier über die oTS abzüglich des Ligningehalts bestimmt und definiert damit die maximale FoTS. Die Messung des Ligningehalts erfolgt gemäß der Futtermittelanalytik nach van Soest (Liebetrau et al. 2014).

Um von der FoTS auf das verfügbare Biogasbildungspotential einzelner Substrate zu schließen, ist es notwendig, das stöchiometrische Biogasbildungspotential der fermentierbaren Substratbestandteile zu bestimmen. In Anlehnung an die energetische Futterbewertung in der Tierernährung erfolgt die Berechnung des stöchiometrischen Biogasbildungspotentials dabei auf Basis der charakteristischen Nährstofffraktionen der Weender Futtermittelanalytik. So lässt sich anhand der grundlegenden Stöchiometrie von Buswell und Müller (1952) oder Boyle (1976) über die Summenformel repräsentativer Referenzsubstrate – beispielweise $C_6H_{10}O_5$ (Cellulose) für fermentierbare Kohlenhydrate – das stöchiometrische Biogasbildungspotential der fermentierbaren Nährstoffe bestimmen. Dabei ist der Substratbedarf für mikrobielle Wachstumsprozesse zwischen 5 % (Weißbach 2018) und 8 % (VDI 4630) der umgesetzten Nährstoffe zu berücksichtigen. Anhand der Reaktionsgleichung lassen sich zusätzlich Kennzahlen zum stöchiometrischen Wasserbedarf oder der Biogaszusammensetzung für eine vollständige Massenbilanzierung der Gärstrecke ableiten.

In Abhängigkeit von den verwendeten Referenzsubstraten und dem benötigten Substratbedarf für mikrobielle Wachstumsprozesse existieren für das Biogasbildungspotential der charakteristischen Nährstofffraktionen an fermentierbaren Kohlenhydraten, Proteinen und Fetten dabei unterschiedliche Richtwerte (Tab. 1).

Tab. 1: Biogasbildungspotential der fermentierbaren Nährstofffraktionen

	Baserga (1998)		Weißbach (2009)		VDI 4630 (2016)	
	Biogas L kg ⁻¹	Methan %	Biogas L kg ⁻¹	Methan %	Biogas L kg ⁻¹	Methan %
Kohlenhydrate	790	50	787–796	50,0–51,1	750	50
Proteine	700	71	714–883	50,9–51,4	793	50
Fette	1250	68	1340–1360	70,5–71,3	1390	72

Die einschlägigen Berechnungsvorschriften zur stöchiometrischen Bestimmung des Biogasbildungspotentials bestehen somit immer aus einer Kombination der verfügbaren Methoden zur Bestimmung der fermentierbaren Substratbestandteile und des nährstoffspezifischen Biogas- oder Methanbildungspotentials. Im Rahmen des vorliegenden Beitrags werden dabei vier unterschiedliche Berechnungsverfahren evaluiert (Tab. 2).

Tab. 2: Berechnungsmethoden zur Bestimmung des Biogasbildungspotentials

Methode	Fermentierbare Substratbestandteile	Nährstoffspezifisches Biogasbildungspotential
VDI 4630 (2016)	DLG (1997)	VDI 4630 (2006)
Keymer und Schilcher (1999)	DLG (1997)	Baserga (1998)
Weißbach (2008)	Weißbach (2008)	Weißbach (2008)
Lignin	FoTS = oTS - ADL	Weißbach (2009)

FoTS = fermentierbare organische Trockensubstanz, oTS = organische Trockensubstanz und ADL = Säure-Detergenz-Lignin (acid detergent lignin)

Bestimmung des Biogasbildungspotentials anhand substratspezifischer Regressionsmodelle

Für die Berechnung des Biogas- oder Methanbildungspotentials lassen sich zudem geeignete (multivariate und lineare) Regressionsmodelle ausgewählter Substrattypen nutzen (Tab. 3). Hierbei wird ein funktionaler Zusammenhang zwischen den charakteristischen Substratbestandteilen (Nährstofffraktionen aus der Futtermittelanalyse) und dem gemessenen Biogas- oder Methanbildungspotential aus labortechnischen Batchversuchen unterstellt. Die verfügbaren Modellansätze unterscheiden sich entsprechend in den berechneten Biogaskomponenten, den benötigten Kenngrößen der Futtermittelanalyse und den zur Modellerstellung und -validierung verwendeten Substraten. Dabei besitzen insbesondere die Strukturkohlenhydrate (Cellulose, Hemicellulose oder Lignin) der erweiterten Futtermittelanalyse nach van Soest (Liebetrau et al. 2014) häufig einen signifikanten Einfluss auf das Berechnungsergebnis.

2.3 Effizienzbewertung

Während das substratspezifische Biogasbildungspotential Aussagen über die Substratqualität für den Einsatz in einer Biogasanlage erlaubt, ermöglicht der tatsächliche Biogasertrag im realen Anlagenbetrieb die Beurteilung der verfahrensspezifischen Effizienz (Umsatz der FoTS) bei unterschiedlichen Verweilzeiten (Abb. 1).

Für die Evaluation der unterschiedlichen Methoden zur Effizienzbewertung der Gärstrecke wird auf die Messwerte kontinuierlich betriebener Laborreaktoren zurückgegriffen. Zwei 10-L-Reaktoren wurden im Parallelversuch bei konstanter Raumbelastung (3,5 g oTS L⁻¹ d⁻¹) und Verweilzeit (HRT = 60 d) mit identischem Probenmaterial (Mais-silage) beschickt. Die Versuche wurden im mesophilen (38 ± 1°C) Temperaturbereich bis zum Erreichen stationärer Prozessbedingungen durchgeführt. Der störungsfreie Betrieb wurde durch regelmäßige Prozesskontrollen (pH-Wert, FOS und FOS/TAC) sichergestellt. Die eigentliche Probenahme und Datenerfassung zur Effizienzbewertung (TS, oTS im Gärmedium und Biogasproduktionsrate) erfolgte im stationären Betriebspunkt.

Grundsätzlich existieren dabei unterschiedliche Verfahren, um den biochemischen Abbau der verwendeten Substrate auf Basis experimenteller Biogaserträge und -bildungspotentiale oder der Bilanzierung der ein- und ausgehenden Stoffströme an TS, oTS und FoTS zu evaluieren.

Tab. 3: Regressionsmodelle zur Bestimmung des Biogasbildungspotentials

	Gasphase	Kenngroßen	Substrate
Amon et al. 2006	CH ₄	XP, XL, XF, NfE	Energiepflanzen (Mais und Getreide) und Gras
Amon et al. 2007	CH ₄	XP, XL, CL, HC	Mais
Dandikas et al. 2014	Biogas CH ₄	HC, ADL	Energiepflanzen (Getreide, Mais, Kartoffeln, Zuckerrübe, Sonnenblumen und Triticale)
Dandikas et al. 2015	Biogas CH ₄	CP, HC, ADL	Gras und Leguminosen
Gunaseelan 2006	CH ₄	XC, ADL, ADF, N, XA	Obst, Gemüse, Bioabfall, Sorghum und Napiergras
Kaiser 2007	Biogas CH ₄	XP, XL, XF, NfE (zusätzlich auch HC, CL und ADL)	Energiepflanzen (Mais, Zuckerrübe und Erbsen), Stroh, Hanf, Gras und Miscanthus
Rath et al. 2013	Biogas	XL, HC, SU, ADL	Mais
Stoffel und Köhler 2012	CH ₄	ADL, XS	Mais
Thomsen et al. 2014	CH ₄	CL, HC, ADL	lignocellulosehaltige Biomasse
Triolo et al. 2011	CH ₄	CL, ADL, ADF, NDF	Energiepflanzen und Gülle

XA = Rohasche, XP = Rohprotein, XL = Rohfett, XF = Rohfaser, XC = Rohkohlenhydrate, NfE = Stickstofffreie-Extraktstoffe, CL = Cellulose, HC = Hemicellulose, XS = Rohstärke, ADF = Säure-Detergenz-Faser (acid detergent fiber), ADL = Säure-Detergenz-Lignin (acid detergent lignin), NDF = Neutral-Detergenz-Faser (neutral detergent fiber), SU = Zucker und N = Stickstoff

Effizienzbewertung anhand von Batchversuchen

Für eine direkte Bestimmung der biologischen Effizienz (oder Biogausausbeute) wird der im kontinuierlichen Anlagenbetrieb gemessen Biogasertrag dem Biogasbildungspotential der eingesetzten Substrate gegenübergestellt:

$$\text{Effizienz} = \frac{\text{Biogasertrag}}{\text{Biogasbildungspotential}}$$

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen definiert der Mittelwert der spezifischen Biogas- bzw. Methanproduktionsrate im stationären Prozesszustand der kontinuierlichen Laborversuche den Biogasertrag. Für die Bestimmung des Biogasbildungspotentials wird sowohl auf die Ergebnisse der Batchversuche im KTBL/VDLUFA Ringversuche 2017 (KTBL/VDLUFA 2018) als auch auf den einschlägigen KTBL-Richtwert (KTBL 2015) der verwendeten Substratart (332 L CH₄ kg⁻¹ oTS für Maissilage mit TS > 36 % FM, basierend auf 59 Laborversuchen) zurückgegriffen. Dabei spiegeln sich mögliche Unsicherheiten bei

der experimentellen Bestimmung des Biogasbildungspotentials mithilfe von Batchversuchen im Rahmen der Ringversuche somit auch in der Berechnung der Effizienz wider. Mögliche Messungenauigkeiten bei der Ermittlung des Biogas- bzw. Methanertrags in kontinuierlichen Laborversuchen wurden nicht berücksichtigt.

Effizienzbewertung anhand der Bilanzierung der fermentierbaren Substratbestandteile (FoTS)

Weiterhin lässt sich die Effizienz der anaeroben Abbauprozesse anhand der Bilanzierung der charakteristischen Kenngrößen an TS, oTS und FoTS im Substrat und Gärrest ermitteln (Abb. 1). Für eine aussagekräftige Effizienzbewertung und Bilanzierung ist der Substratabbau (Umsatz) dabei lediglich auf die fermentierbaren Substratbestandteile zu beziehen. Somit wird das verfügbare Potential zur Biogasproduktion über die FoTS erfasst; der jeweilige Abbaugrad wird durch die Bestimmung des Biogasertrages und der oTS- oder TS-Gehalte im Substrat- und Gärrest gemäß Tabelle 4 ermittelt (Weinrich et al. 2014).

Tab. 4: Möglichkeiten zur Effizienzbewertung auf Basis der FoTS (Weinrich et al. 2014)

Bilanzierung im stationären Betriebspunkt

Biogasertrag

$$\eta = \frac{\dot{V}_B}{\dot{m}_S \cdot TS_S \cdot FoTS_S \cdot Y_{FoTS}}$$

Organischer Trockensubstanzgehalt

$$\eta = \frac{1}{FoTS_S \cdot (1 - f_x)} \cdot \left(1 - \frac{1 - oTS_S}{1 - oTS_G}\right)$$

Trockensubstanzgehalt

$$\eta = \frac{1}{FoTS_S \cdot [1 - f_x - TS_G \cdot (1 - f_x + f_w)]} \cdot \left(1 - \frac{TS_G}{TS_S}\right)$$

η = Effizienz (Umsatz) in -, f_x = Substratbedarf für mikrobielles Biomassewachstum in kg Biomasse kg^{-1} FoTS, stöchiometrischer Wasserbedarf in kg Wasser kg^{-1} FoTS und Y_{FoTS} = stöchiometrisches Biogasbildungspotential in $m^3 kg^{-1}$ FoTS

Gasanalysen (Index B): \dot{V}_B = Biogasertrag in $m^3 d^{-1}$

Substratanalysen (Index S): \dot{m}_S = Frischmassenstrom in kg FM d^{-1} , TS_S = Trockensubstanzgehalt in kg TS kg^{-1} FM, oTS_S = organischer Trockensubstanzgehalt in kg oTS kg^{-1} TS und $FoTS_S$ = fermentierbare organischer Trockensubstanzgehalt in kg FoTS kg^{-1} TS

Gärrestanalysen (Index G): TS_G = Trockensubstanzgehalt in kg TS kg^{-1} FM und oTS_G = organischer Trockensubstanzgehalt in kg oTS kg^{-1} TS

Dabei entspricht die erste Variante auf Basis des Biogasertrags (Tab. 4) methodisch der Vorgehensweise zur Effizienzbewertung anhand von Batchversuchen, welche auch hier durch den Quotienten aus dem gemessenen Biogasertrag und substratspezifischen

Biogasbildungspotential definiert ist. Im Rahmen der Bilanzierung wird das Biogasbildungspotential nun jedoch über den FoTS-Gehalt der Substrate bestimmt. Auf Basis der ermittelten FoTS lässt sich dann durch Multiplikation mit dem stöchiometrischen Biogasbildungspotential (Y_B in Tab. 4) von 809 L Biogas bzw. 420 L Methan je kg FoTS auf das verfügbare Biogasbildungspotential der eingesetzten Substrate schließen (Weinrich et al. 2014 und Weißbach 2009).

In Abhängigkeit von den untersuchten Rohnährstoffe im KTBL/VDLUFA Ringversuch 2017 lassen sich dabei die Abweichungen zwischen den analytischen Ergebnissen einzelner Laboren bei den unterschiedlichen Methoden zur Bestimmung der fermentierbaren Nährstofffraktionen (FoTS) darstellen. Um zusätzlich entsprechende Unsicherheiten bei der TS- und oTS-Bestimmung bei den kontinuierlichen Laborversuchen zu berücksichtigen, wurden auf Basis der Ergebnisse im Ringversuch bei der Analyse von Gärresten eine Schwankung von $\pm 1.5 \%$ um den Mittel- bzw. Messwert bei den kontinuierlichen Laborversuchen angenommen.

3 Ergebnisse

3.1 Substratbewertung

Anhand der verfügbaren Datenbasis aus dem KTBL/VDLUFA Ringversuch 2017 lassen sich die Ergebnisse experimenteller Batchtests mit den Kenngrößen aus den einschlägigen Berechnungsmethoden auf Basis der fermentierbaren Nährstofffraktionen oder anhand von Regressionsmodellen hinsichtlich Ihrer Präzision und Aussagekraft bewerten (Abb. 2). Dabei wurde nicht in allen Laboren jedes Merkmal bzw. jeder Nährstoff analysiert, sodass die zur Berechnung verfügbaren Kenngrößen (mit n = Anzahl der verfügbaren Laboranalysen) in Abhängigkeit von der jeweiligen Berechnungsvorschrift variieren können.

Im Vergleich zu den unterschiedlichen Berechnungsmethoden ist bei der experimentellen Ermittlung des Methanpotentials im Batchversuch mit wesentlich größeren Messunsicherheiten zu rechnen. Durch den methodischen Standard chemischer Analysen weisen die meisten Berechnungsmethoden auf Basis der fermentierbaren Substratbestandteile (Tab. 2) oder verfügbaren Regressionsmodellen (Tab. 1) somit einen wesentlich geringeren Wertebereich innerhalb der einzelnen Berechnungsvorschrift aus. Für den jeweiligen Mittelwert des Methanbildungspotentials lässt sich jedoch sowohl innerhalb als auch zwischen den verschiedenen Bestimmungsmethoden keine eindeutige Übereinstimmung ermitteln. Lediglich das berechnete Methanbildungspotential nach Weißbach (2008) stimmt mit dem Mittelwert der Batchversuche überein.

Grundsätzlich weisen die Berechnungsmethoden auf Basis der Verdauungskoeffizienten der Deutschen Landwirtschaftsgesellschaft (VDI 4630 sowie Keymer und Schilcher 1999) ein sehr niedriges Methanbildungspotential auf, sodass zur Bestimmung der fermentierbaren Substratbestandteile vorzugswise auf die korrigierte Berechnungsvorschrift von Weißbach (2008) zurückzugreifen ist.

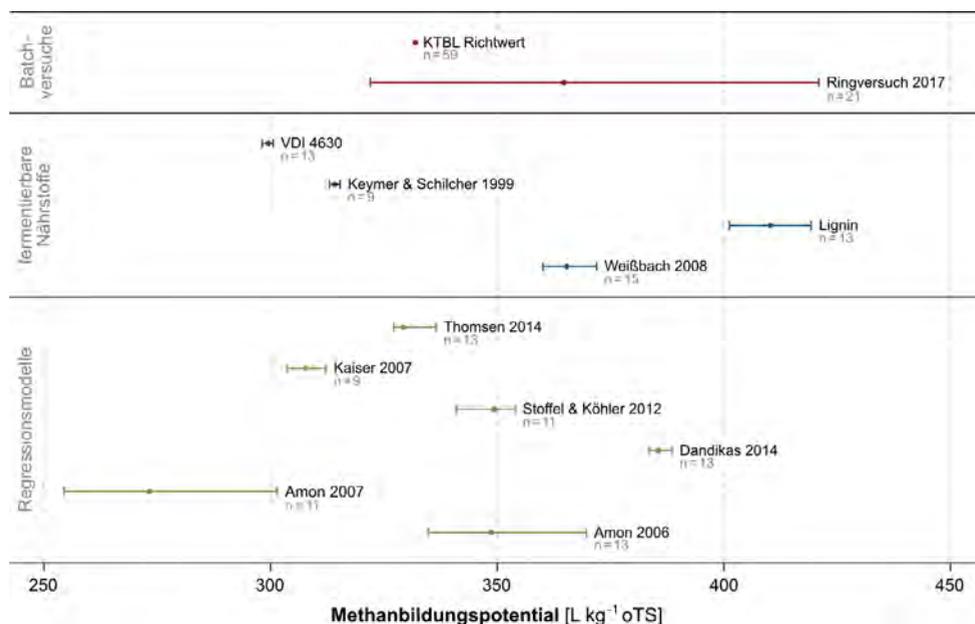


Abb. 2: Vergleich unterschiedlicher Methoden zur Bestimmung des Methanpotentials von Maissilage im KTBL/VDLUF A Ringversuch 2017 (© Weinrich)

Zudem ist anzumerken, dass alle Regressionsmodelle (Tab. 3) auch von den Ergebnissen und der Aussagekraft experimentelle Batchversuchen abhängen. Aufgrund der bestehenden Unterschiede zwischen Messergebnissen verschiedener Labore gelten entsprechende Zusammenhänge zudem streng genommen nur für den verwendeten Versuchsaufbau sowie die konkreten Versuchs- oder Analysenvorschriften des ursprünglichen Labors. Eine Präzisierung der Ergebnisse aus Batchversuchen würde somit auch zu einer entsprechenden Verbesserung der Regressionsmodelle führen.

3.2 Effizienzbewertung

Im Rahmen des vorliegenden Methodenvergleichs wurden unterschiedlicher Verfahren zur Effizienzbewertung der Gärstrecke ausgewertet und evaluiert. Dabei stützen sich die vorliegenden Untersuchungsergebnisse lediglich auf einen Doppelversuch im DBFZ Biogaslabor, sodass grundsätzlich mit größeren Unsicherheiten bei den unterschiedlichen Bestimmungsmethoden zu rechnen ist. Die Mittelwerte der benötigten Kenngrößen im stationären Betrieb der kontinuierlichen Laborversuche sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Tab. 5: Kenngrößen der kontinuierlichen Laborversuche im stationären Betriebspunkt

Biogasertrag L kg ⁻¹ oTS d ⁻¹	Methanertrag L kg ⁻¹ oTS d ⁻¹	TS % FM	oTS % TS
660	359	7,6	84,9

Im Folgenden lassen sich nun die unterschiedlichen Methoden zur Effizienzbewertung anhand von Batchversuchen oder den unterschiedlichen Bilanzierungswegen der charakteristischen Substratbestandteile auf Basis der FoTS (Tab. 3) miteinander vergleichen (Abb. 3).

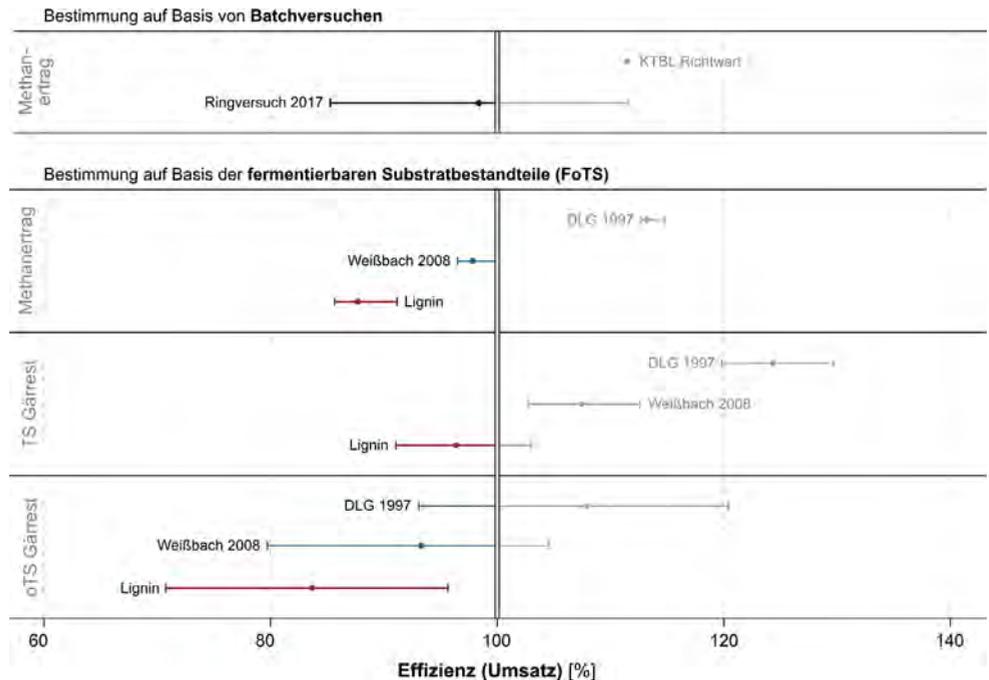


Abb. 3: Vergleich unterschiedlicher Methoden zur Effizienzbewertung auf Basis der Substratanalysen im KTBL/VDLUFA Ringversuch 2017 (© Weinrich)

So resultiert der vergleichsweise niedrige KTBL-Richtwert für das Methanbildungspotential der verwendeten Maissilage dabei in einem Umsatz oberhalb des theoretischen Maximalwerts von 100%. Auch bei einer Vielzahl an Laborergebnissen der Batchversuche im KTBL/VDLUFA Ringversuch 2017 ist mit unrealistisch hohen Umsätzen zu rechnen. Entsprechende Zusammenhänge, dass der im kontinuierlichen Betrieb gemessene Biogasertrag größer als das im Batchversuch ermittelte Biogasbildungspotential ist, wurden dabei auch in der Literatur von Batstone et al. (2009), Jensen et al. (2011) oder Browne et al. (2014) beobachtet. Zudem ist im großtechnischen Anlagenbetrieb selten eine präzise Gasvolumenstrommessung installiert, sodass sich entsprechende Aussagen zur Biogasproduktionsrate häufig nur auf Basis der eingespeisten Strommenge und entsprechenden Berechnung über das Blockheizkraftwert abschätzen lassen. Entsprechende Unsicherheiten bei der Rückrechnung – wie beispielsweise die Definition des elektrischen Wirkungsgrads oder die Quantifizierung von Gas- und Trafoverlusten – würden den möglichen Wertebereich bei der Ermittlung der Biogaserträge (und der darauf beruhenden Effizienzbewertung) zusätzlich vergrößern.

Weiterhin wurden drei unterschiedliche Varianten zur Berechnung der Effizienz anhand der Bilanzierung der fermentierbaren Substratbestandteile (Tab. 4) evaluiert. Innerhalb der jeweiligen Berechnungsvarianten auf Basis des Methanertrags, der TS- oder oTS-Analysen im Gärst sind dabei drei unterschiedliche Wege zur Schätzung der fermentierbaren Substratbestandteile (DLG 1997, Weißbach 2008 und Lignin) auf Basis der laborspezifischen Nährstoffanalysen im KTBL/VDLUFA Ringversuch 2017 berücksichtigt worden. Grundsätzlich bestätigt sich auch hier, dass die Anwendung der DLG-Verdauungsquotienten in allen Bilanzierungsvarianten die verfügbare FoTS der Substrate unterschätzen und somit eine Effizienz über 100 % ausweisen. Weiterhin wird das Ergebnis der Effizienzbewertung auf Basis des TS- und oTS-Gehalts im Gärst nur von den Messunsicherheiten der einzelnen Nährstoffanalysen zur Bestimmung der FoTS sowie dem angenommenen Messfehler der entsprechenden Gärrestanalysen ($\pm 1.5\%$) um den Mittelwert (Tab. 5) beeinflusst. Trotz vergleichsweise präziser Analysenergebnisse ist bereits schon bei geringen Unsicherheiten in der oTS-Bestimmung mit einem großen Wertebereich des daraus resultierenden Umsatzes (gemäß Tab. 4) zu rechnen, welcher eine eindeutige Effizienzbewertung maßgeblich erschwert. Der Variationskoeffizient bei der Berechnung der Effizienz auf Basis der TS-Analysen vom Gärst ist grundsätzlich geringer, jedoch befinden sich die entsprechenden Kennzahlen der verwendeten Methoden zur FoTS-Bestimmung häufig oberhalb von 100 %.

4 Zusammenfassung

Für eine realitätsnahe Auslegung und optimierte Prozessführung von Biogasanlagen ist sowohl eine detaillierte Charakterisierung und Qualitätsbewertung der eingesetzten Substrate als auch eine Effizienzbewertung ihrer verfahrensspezifischen Umsetzung im Fermenter erforderlich. Grundsätzlich stehen hier auf Basis der verfügbaren analytischen Kennzahlen und experimentellen Laborversuchen unterschiedliche Verfahren zu Substrat- und Effizienzbewertung zur Verfügung.

So werden labortechnisch Batchversuche üblicherweise zur experimentellen Ermittlung des Biogasbildungspotentials verwendet. Durch zahlreichen Einflussfaktoren und methodische Unterschiede ist eine einheitliche und präzise Versuchsdurchführung derzeit nur eingeschränkt gegeben, sodass zum Teil mit erheblichen Abweichungen zwischen den Ergebnissen einzelner Labore zu rechnen ist. Die Vorschriften zur Berechnung des Biogasbildungspotentials auf Basis der charakteristischen Nährstofffraktionen an Kohlenhydraten, Proteinen und Fetten werden dabei durch die unterschiedlichen Annahmen zur Bestimmung

- der fermentierbaren Substratbestandteile,
- des stöchiometrischen Methan- oder Biogaspotentials und
- des Substratbedarfs für mikrobielle Wachstumsprozesse

beeinflusst. Hier zeigt sich deutlich, dass die Verwendung der DLG-Verdauungskoeffizienten (z.B. nach VDI 4630) das verfügbare Biogasbildungspotential der Substrate unterschätzen, sodass die fermentierbaren Nährstoffe anhand der Methode von Weißbach und der maximalen FoTS auf Basis der Ligninbestimmung abzuschätzen ist. Grundsätzlich bieten die Verfahren auf Basis der fermentierbaren Substratbestandteile dabei eine biochemisch interpretierbare Berechnungsvorschrift, welche sich beispielsweise hinsichtlich sinnvoller Grenzwerte und typischer Wertebereiche validieren lässt. Die Allgemeingültigkeit bzw. Übertragbarkeit der zahlreichen Regressionsmodelle zur Potentialbestimmung wird sowohl durch die prinzipielle Aussagekraft der durchgeführten Batchversuche als auch durch die entsprechende Genauigkeit und Übertragbarkeit der Substratanalysen eingeschränkt.

Entsprechend der Bestimmung des Biogasbildungspotentials werden auch die unterschiedlichen Berechnungswege zur Bestimmung der Effizienz der Gärstrecke von der Messgenauigkeit und Belastbarkeit der verwendeten Analysen beeinflusst. So ist insbesondere die Berechnung des Umsatzes anhand des σ TS-Abbaus (Tab 4.) durch die starke Sensitivität der eingesetzten Analysen und einen weiten Wertebereich der daraus resultierenden Effizienz gekennzeichnet.

Grundsätzlich lässt sich anhand der vorliegenden Ergebnisse keine eindeutige Bestimmungsmethode zur Substrat- und Effizienzbewertung favorisieren. In Abhängigkeit von den verfügbaren Kenngrößen und Versuchsergebnisse ermöglichen die unterschiedlichen Berechnungsvorschriften vielmehr eine qualitative Auswertung und Eingrenzung realitätsnaher Wertebereiche.

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. Dabei gilt es, gezielt einflussreiche Parameter zur Substrat- und Effizienzbewertung anhand von Ringversuchen (einschließlich kontinuierlicher Vergärungsversuche) zu identifizieren, um eine eindeutige, aussagekräftige und standardisierte Methode zur Charakterisierung der eingesetzten Substrate und deren Umsatz in einer Biogasanlage zu formulieren.

Literatur

- Amon, T.; Amon, B.; Kryvoruchko, V.; Machmüller, A.; Hopfner-Sixt, K.; Bodiroza, V.; Schreiner, M. (2006): Methane production through anaerobic digestion of various energy crops grown in sustainable crop rotations. *Bioresource technology* 98(17), pp. 3204–3212
- Amon, T.; Amon, B.; Kryvoruchko, V.; Zollitsch, W.; Mayer, K.; Gruber, L. (2007): Biogas production from maize and dairy cattle manure – influence of biomass composition on the methane yield. *Agriculture, Ecosystems and Environment* 118, pp. 173–182
- Baserga, U. (1998): Landwirtschaftliche Co-Vergärungs-Biogasanlagen: Biogas aus organischen Reststoffen und Energiegras. *FAT-Berichte* 512, pp. 1–11
- Batstone, D.J.; Tait, S.; Starrenburg, D. (2009): Estimation of hydrolysis parameters in full-scale anaerobic digesters. *Biotechnology and bioengineering* 102(5), pp. 1513–1520
- Bowne, J.D.; Allen, E. Murphy, J.D. (2014): Assessing the variability in biomethane production from the organic fraction of municipal solid waste in batch and continuous operation. *Applied Energy* 128, pp. 307–314
- Boyle, W.C. (1976): Energy recovery from sanitary landfills - a review. A seminar held in Göttingen. In: Schlegel, H.G.; Barnea, S. (Ed.), *Microbial Energy Conversion*. Pergamon Press, Oxford, pp. 119–138
- Buswell, A.M.; Müller, H.F. (1952): The Mechanism of Methane Fermentation. *Industrial and Engineering Chemistry* 44(3), pp. 550–552
- Dandikas, V.; Heuwinkel, H.; Lichti, F.; Drewes, J.E.; Koch, K. (2014). Correlation between biogas yield and chemical composition of energy crops. *Bioresource technology* 174, pp. 316–320
- Dandikas, V.; Heuwinkel, H.; Lichti, F.; Drewes, J.E.; Koch, K. (2015). Correlation between biogas yield and chemical composition of grassland plant species. *Energy and Fuels* 29(11), pp. 7221–7229

- DLG (1997): Futterwerttabellen – Wiederkäuer. Frankfurt, 7. Auflage
- Gunaseelan, V. N. (2006). Regression models of ultimate methane yields of fruits and vegetable solid wastes, sorghum and napiergrass on chemical composition. *Bioresource technology* 98(6), pp. 1270–1277
- Jensen, P.D.; Ge, H.; Batstone, D.J. (2011): Assessing the role of biochemical methane potential tests in determining anaerobic degradability rate and extent. *Water science and technology* 64(4), pp. 880–886
- Kaiser, F.L. (2007). Einfluss der stofflichen Zusammensetzung auf die Verdaulichkeit nachwachsender Rohstoffe beim anaeroben Abbau in Biogasreaktoren. Dissertation, Technische Universität München
- Keymer, U.; Schilcher, A. (1999): Überlegungen zur theoretischer Gasausbeuten vergärbare Substrate in Biogasanlagen. *Landtechnik-Bericht* 32
- KTBL (2015): Gasausbeuten in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. *KTBL-Heft* 107, Darmstadt, 3. Auflage
- KTBL/VDLUFA (2018): Auswertung KTBL-VDLUFA-Ringversuch Biogas 2017. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) und Verband deutscher landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten (VDLUFA) (Hg.), Kassel und Darmstadt, unveröffentlicht
- Liebetrau, J.; Pfeiffer, D.; Thrän, D. (Hg.) (2014): Messmethodensammlung Biogas: Methoden zur Bestimmung von analytischen und prozessbeschreibenden Parametern im Biogasbereich. Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“. 2. Auflage
- Rath, J.; Heuwinkel, H.; Herrmann, A. (2013). Specific biogas yield of maize can be predicted by the interaction of four biochemical constituents. *BioEnergy Research* 6(3), pp. 939–952
- Stoffel, D.; Köller, K. (2012). Quality from corn for biogas production—calculation of specific methane yields. *Landtechnik* 67(45), S. 354–357
- Thomsen, S.T.; Spliid, H.; Østergård, H. (2014). Statistical prediction of biomethane potentials based on the composition of lignocellulosic biomass. *Bioresource technology* 154, pp. 80–86
- Triolo, J.M.; Sommer, S.G.; Möller, H.B.; Weisbjerg, M.R.; Jiang, X.Y. (2011): A new algorithm to characterize biodegradability of biomass during anaerobic digestion: influence of lignin concentration on methane production potential. *Bioresource technology* 102(20), pp. 9395–9402
- VDI 4630 (2016): Richtlinie zur Vergärung organischer Stoffe; Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche 4630. Verein Deutscher Ingenieure, Beuth Verlag, Berlin
- VDLUFA (2011): Methodenvorschrift „Bestimmung der Biogas- und Methanausbeute in Gärtests“. *VDLUFA Methodenbuch VII, Umweltanalytik*, 4.1.1, VDLUFA-Verlag, Darmstadt
- Weinrich, S.; Paterson, M.; Pröter, J. (2017): Aussagekraft von diskontinuierlichen Laborversuchen (Batchtests) zur Substrat- und Prozessbewertung von Biogasanlagen. In: Tagungsband *Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven*, FNR/KTBL-Kongress in Bayreuth. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) (Hg.), Darmstadt, S. 278–295

- Weinrich, S.; Schäfer, F.; Bochmann, G.; Liebetrau, J. (2018): Value of batch tests for biogas potential analysis; method comparison and challenges of substrate and efficiency evaluation of biogas plants. Murphy, J.D. (Ed.), IEA Bioenergy Task 37
- Weinrich, S.; Weißbach, F.; Pröter, J.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2014): Massenbilanzierung von Biogasanlagen: Möglichkeiten und Herausforderungen für die Effizienzbewertung von Biogasanlagen. In: Tagungsband des 8. Rostocker Bioenergieforums 2014, Schriftenreihe Umweltingenieurwesen, Universität Rostock, S. 369–379
- Weissbach, F. (2008): Zur Bewertung des Gasbildungspotenzials von nachwachsenden Rohstoffen. Landtechnik 63(6), S. 356–358a
- Weissbach, F. (2009): Die Bewertung von nachwachsenden Rohstoffen für die Biogasgewinnung. Teil I: Das Gasbildungspotenzial der fermentierbaren Nährstoffe. Pflanzenbauwissenschaften 13(2), S. 72–85

Anwendung eines praxisnahen Berechnungsmodells zur Optimierung von Prozessparametern und Minimierung von Methanemissionen aus Gärresten in landwirtschaftlichen Biogasanlagen

CHRISTIANE HERRMANN, CARSTEN JOST

1 Einleitung

Die Biomethanisierung organischer Materialien mittels anaerober Vergärung zählt zu den wesentlichen Technologien zur Erzeugung von erneuerbaren Energieträgern aus Biomasse. Derzeit werden in Deutschland etwa 9.500 Biogasanlagen betrieben, die überwiegend eine Mischung aus Wirtschaftsdüngern (Gülle, Festmist), Futterresten und pflanzlichen Einsatzstoffen verwerten und zu Methan umsetzen. Hinsichtlich der Fermentertechnologie dominiert der einfache Rührkesselfermenter, der einzeln oder in Kaskade mit Nachgärer verwendet wird. Der Ablauf aus der letzten, beheizten Fermenterstufe gelangt als Gärprodukt ins Gärrestlager. Bei der Gärrestlagerung wird weiterhin Methan freigesetzt, welches in abgedeckten Gärrestlagern erfasst und ebenfalls verwertet wird. Seit dem EEG 2012 besteht die Pflicht zur Abdeckung neu errichteter Gärrestlager. Viele zuvor in Betrieb genommene Anlagen besitzen jedoch noch offene Gärrestlager, aus denen das emittierte Methan als klimarelevantes Treibhausgas in die Umwelt gelangt.

Die Bewertung der Methanausbeuten in dem beheizten Fermentersystem einer Biogasanlage sowie bei der Gärrestlagerung ist in mehrfacher Hinsicht von wesentlicher Bedeutung. Für die Planung und Auslegung von Biogasanlagen ist eine Abschätzung der Methanbildung in den beheizten bzw. abgedeckten Prozessstufen notwendig. In bestehenden Anlagen können Kenntnisse zur Methanbildung in Abhängigkeit von Prozessparametern einer Biogasanlage zur Effizienzbewertung sowie zur Optimierung der Biomethanisierung genutzt werden. Die Kenntnis und Reduzierung der Methanbildung bei der offenen Gärrestlagerung trägt zu einer weiteren Minderung von Treibhausgasemissionen bei der Biogaserzeugung bei.

Ansätze zur praxisnahen Bewertung der Methanbildung in Biogasanlagen sind bisher jedoch nur sehr begrenzt verfügbar. Grundlage für die Einschätzung der Methanausbeute aus unterschiedlichen Einsatzstoffen, die für die Planung einer Biogasanlage und die Bewertung des Betriebs bestehender Anlagen verwendet werden, bilden in der Regel Standardwerte (KTBL 2010) oder Gärtests nach VDI 4630 (VDI 2016). Der Einfluss einzelner Prozessparameter, insbesondere der mittleren hydraulischen Verweilzeit, auf die Methanbildung in den beheizten Prozessstufen und das im Gärrest verbleibende Methanpotenzial wird dabei nicht detailliert berücksichtigt.

Von Linke und Muha (2015) wurde ein Modell entwickelt, das die Zusammenhänge zwischen

- dem im Gärsubstrat vorhandenen Methanpotenzial,
- der im Fermenter/Nachgärer gebildeten Methanmenge,
- der im Fermenter/Nachgärer nicht umgesetzten Methanmenge im Gärrest und
- der bei der Lagerung tatsächlich freigesetzten Methanmenge beschreibt.

Ziel der Untersuchungen war die Anwendung dieses Berechnungsmodells auf großtechnische Biogasanlagen, um in der Prozesskette Gärsubstrat – Fermenter/Nachgärer – Gärrestlager Zusammenhänge zwischen den Prozessparametern, insbesondere der Verweilzeit, und der Methanbildung in den beheizten Prozessstufen und im Gärrestlager aufzuzeigen. Basierend auf praxisrelevanten Grunddaten soll eine Berechnungsgrundlage geschaffen werden, um Maßnahmen zur Effizienzsteigerung bzw. Minimierung von Methanemissionen aus dem Gärrest zu quantifizieren.

2 Methodik

Zur Anwendung des Berechnungsmodells in die Praxis wurden im Rahmen eines Monitorings in zehn landwirtschaftlichen Biogasanlagen Basisdaten zu Anlagenkonfiguration, Substrateinsatz, Methanproduktion und -verwertung gewonnen. Die untersuchten Biogasanlagen bestanden aus 1 bis 3 voll durchmischten Reaktoren mit einem Nutzvolumen des temperierten und abgedeckten Gärraumes in einem Bereich von 2.500 bis 12.500 m³_{AV}, einer elektrischen Nennleistung der BHKW von 340 bis 1.378 kW_{eI} und offenen Gärrestlagern (Tab. 1a, 1b). Es wurden ausschließlich Anlagen für die Untersuchungen gewählt, die eine Co-Fermentation von Wirtschaftsdüngern, vorwiegend Rinder- oder Schweinegülle, mit nachwachsenden Rohstoffen unter mesophilen Prozesstemperaturen als Nassvergärung durchführen. Dabei wurde mit den ausgewählten Anlagen eine große Spannweite des Anteils an Wirtschaftsdünger an der Substratmischung von 2 bis 93 % der organischen Trockenmasse (oTM) abgedeckt (Tab. 1a, 1b).

Tab. 1a: Übersicht der untersuchten großtechnischen Biogasanlagen, Anlage A1-A5

Anlage Nr.	Einheit	A1	A2	A3	A4	A5
BHKW ¹⁾	kW _{el}	575	537	536	1.378	1.166
Gärraum ²⁾	m ³ _{AV}	4.900	8.400	2.700	12.500	8.000
Substratzufuhr	t d ⁻¹	44,3	98,8	44,9	168,6	335,9
Einsatzstoffe		SG MS, ZR, GPS, GK	RG MS, GS, GK	SG MS, GS, GSR, SS, GK	RG MS, GS, RF, GK	RG, FM RF
Anteil Wirtschaftsdünger	% der FM	45,4	88,2	33,9	86,6	97,1
Anteil Wirtschaftsdünger	% der oTM	13,1	59,4	4,3	52,7	93,1
Verweilzeit	d	111	56	61	79	29
Raubelastung	kg _{oTM} m ⁻³ d ⁻¹	1,69	1,95	3,87	1,45	3,45

AV = Arbeitsvolumen; FM = Frischmasse; oTM = organische Trockenmasse; SG = Schweinegülle; RG = Rindergülle; FM = Rinderfestmist; MS = Maissilage; ZR = Zuckerrüben; GS = Grassilage; GPS = Getreide-Ganzpflanzensilage; GK = Getreidekorn/Getreideschrot; SS = Sorghumsilage; RF = Restfutter

¹⁾ Elektrische Nennleistung. ²⁾ Arbeitsvolumen/Nutzvolumen.

Tab. 1b: Übersicht der untersuchten großtechnischen Biogasanlagen, Anlage A6-A11

Anlage Nr.	Einheit	A6	A8	A9	A10	A11
BHKW ¹⁾	kW _{el}	1.087	340	650	530	635
Gärraum ²⁾	m ³ _{AV}	2.600	6.200	4.900	2.500	2800
Substratzufuhr	t d ⁻¹	37,6	67,5	71,3	82,2	59,9
Einsatzstoffe		SG MS, GPS, GK	RG, FM MS, ZR, GS, RF	RG, GR MS, GS, GPS	RG MS, GS, GPS	RG, FM MS, ZR, GS
Anteil Wirtschaftsdünger	% der FM	42,9	79,1	75,6	77,8	53,7
Anteil Wirtschaftsdünger	% der oTM	2,1	64,0	19,7	43,0	32,1
Verweilzeit	d	73	96	78	31	48
Raubelastung	kg _{oTM} m ⁻³ d ⁻¹	3,01	1,07	2,20	4,06	3,82

AV = Arbeitsvolumen; FM = Frischmasse; oTM = organische Trockenmasse; SG = Schweinegülle; RG = Rindergülle; FM = Rinderfestmist; MS = Maissilage; ZR = Zuckerrüben; GS = Grassilage; GPS = Getreide-Ganzpflanzensilage; GK = Getreidekorn/Getreideschrot; SS = Sorghumsilage; RF = Restfutter

¹⁾ Elektrische Nennleistung. ²⁾ Arbeitsvolumen/Nutzvolumen.

Das Monitoring erfolgte über ca. 30 Wochen, in Einzelfällen bis 64 Wochen je Anlage. Innerhalb des Monitorings wurden entsprechend der durchgeführten Beprobungen 2 bis 3 Zeiträume von je einer hydraulischen Verweilzeit der Praxisanlagen mittels des Berechnungsmodells bewertet. Der Berechnung der mittleren hydraulischen Verweilzeit liegt jeweils das gesamte Nutzvolumen des temperierten und abgedeckten Gärraumes zugrunde, eine Rezirkulation von Fermenterabläufen wurde nicht berücksichtigt.

Ergänzend zu den Datenerhebungen auf den Praxisanlagen wurden Labormessungen zu den Methanpotenzialen der Einsatzstoffe sowie den Restgaspotenzialen des Gärrestes (Überlauf der letzten beheizten Prozessstufe in das Gärrestlager) durchgeführt. Zur Messung der Methanpotenziale wurde das Automatic Methane Potential Test System (AMPTS II, Fa. Bioprocess Control) eingesetzt. Die Bestimmung der Methanpotenziale erfolgte bei 37 °C, einem Substrat-zu-Inokulum-Verhältnis von 0,5 bezogen auf die oTM, und unter strikter Einhaltung des Abbruchkriteriums entsprechend VDI 4630 (VDI 2016). Zur Ermittlung des Methanpotenzials wurde die Anpassung einer Funktion nach HILL an die Summenkurve der Methanausbeute vorgenommen. Das Methanpotenzial entspricht demnach der maximalen Methanausbeute der Einsatzstoffe nach theoretisch unendlich langer Versuchsdauer.

Zur Ermittlung der Restgaspotenziale (Restmethan- und Emissionspotenziale) wurde ein Messsystem zur automatischen Erfassung kleiner Biogasvolumina mittels Biogas-Siphons (Fa. TOSS – Intelligente Messtechnik und Automatisierung GmbH) verwendet. Je Ansatz wurden jeweils 1.500 g des frischen Gärrestes bei zwei unterschiedlichen Temperaturen, 20 °C und 37 °C, jeweils über eine Versuchsdauer von 60 Tagen inkubiert und das aus den Gärresten gebildete Biogasvolumen registriert. Das Biogas wurde zur Ermittlung der Gaszusammensetzung in gasdichten Beuteln aufgefangen und mittels Biogasmonitor GA 2000 (Fa. Ansyco GmbH, Karlsruhe) hinsichtlich des Gehaltes an Methan, Kohlendioxid und Sauerstoff analysiert.

3 Anwendung des Berechnungsmodells auf Praxisanlagen

3.1 Bilanzierung der Methanausbeuten in der Prozesskette der Biogasproduktion

Dem Berechnungsmodell liegt eine einfache Bilanzierungsgleichung zugrunde, die davon ausgeht, dass das in der Gärsubstratmischung vorhandene Methanpotenzial der Summe der Methanausbeute in den beheizten Prozessstufen der Biogasanlage (Fermenter/Nachgärer) und der im Fermenter/Nachgärer nicht umgesetzten und noch im Gärrest enthaltenen maximalen Methanausbeute entspricht. Das im Gärrest noch enthaltene Methanpotenzial stellt dabei einen theoretischen Wert dar. Zur Prüfung der Plausibilität der gewonnenen Kenndaten aus den Praxisuntersuchungen und der Anwendbarkeit des Berechnungsmodells kann jedoch das gemessene Methanpotenzial der Gärsubstratmischung der Summe der im Fermenter/Nachgärer ermittelten Methanausbeute und dem bei 37 °C über 60 Tage Lagerzeit gemessenen Restgaspotenzial gegenübergestellt werden. Um die unterschiedlichen Methanausbeuten vergleichen zu können, wurde als einheitliche Bezugsbasis die organische Trockenmasse des Substratinputs gewählt (Abb. 1).

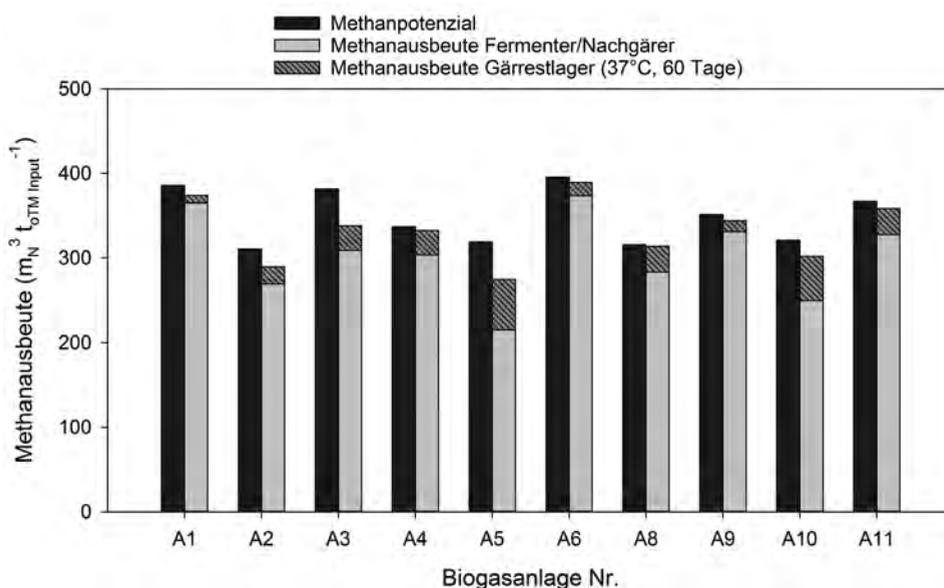


Abb. 1: Vergleich der Methanpotenziale und der Methanausbeuten im Fermenter/Nachgärer und im Gärrest (Lagerung bei 37 °C über 60 Tage) der untersuchten Praxisbiogasanlagen (© Herrmann)

Für die Substratmischungen der untersuchten Biogasanlagen wurden Methanpotenziale in Abhängigkeit der Einsatzstoffe zwischen 310 und $395 m_N^3 t_{oTM}^{-1}$ ermittelt. Erwartungsgemäß lagen die Methanpotenziale bei hohen Anteilen der Wirtschaftsdünger an der Substratmischung auf oTM -Basis im unteren Bereich der angegebenen Spanne, während die höchsten Methanpotenziale für die Mischungen mit hohen Anteilen an nachwachsenden Rohstoffen bestimmt wurden. Als pflanzliche Einsatzstoffe kamen dabei in den Biogasanlagen vorwiegend leicht umsetzbare Silagen (Mais-, Gras-, Getreideganzpflanzensilagen), Zuckerrüben und Getreidekorn zum Einsatz.

Die Methanpotenziale lagen grundsätzlich über den in den Praxisanlagen ermittelten Methanausbeuten. Mit zwei Ausnahmen konnte für alle Anlagen ein hoher Anteil von 93 bis 99 % des Methanpotenzials in den Methanausbeuten des Fermenters/ Nachgärers und dem Restmethanpotenzial des Gärrestes (Lagerung über 60 Tage bei 37 °C) wiedergefunden werden. Der Verlauf der Methanbildung aus dem Gärrest zeigt, dass auch bei Lagerung über 60 Tage bei 37 °C die Methanbildung noch nicht vollständig abgeschlossen ist. Differenzen zwischen der Summe der Methanausbeuten und dem Methanpotenzial sind daher u.a. auf das im Gärrest noch verbleibende Methanpotenzial nach 60-tägiger Lagerung bei 37 °C zurückzuführen. Bei Anlage A3 und A5 waren größere Differenzen von 11 bis 14 % zu verzeichnen, wobei bei beiden Anlagen ein vergleichsweise hohes Restgaspotenzial gemessen wurde und vermutlich nach der Gärrestlagerung entsprechend noch ein höheres Methanpotenzial im Gärrest verblieb.

Bei Betrachtung der Restgaspotenziale der Gärreste wurden deutliche Unterschiede zwischen den untersuchten Biogasanlagen festgestellt. Bezogen auf die Methanbildung in der Biogasanlage gemäß VDI 3475 (VDI 2010) wurde eine Restgasbildung von 2,2 bis 28,6 % bei 37 °C und 1,1 bis 12,0 % bei 20 °C Lagertemperatur für die Gärreste ermittelt. Damit lag das Emissionspotenzial bei 20 °C Lagerung teilweise deutlich über dem nach VDI 3475 geforderten Grenzwert von 1,5 %. Es zeigte sich ein enger Zusammenhang zwischen der hydraulischen Verweilzeit im Fermenter/Nachgärer und dem gemessenen Restgaspotenzial (Abb. 2). Dies ist in Übereinstimmung mit Ergebnissen aus vorangegangenen Studien (Oechsner et al. 2015, Reinhold 2009).

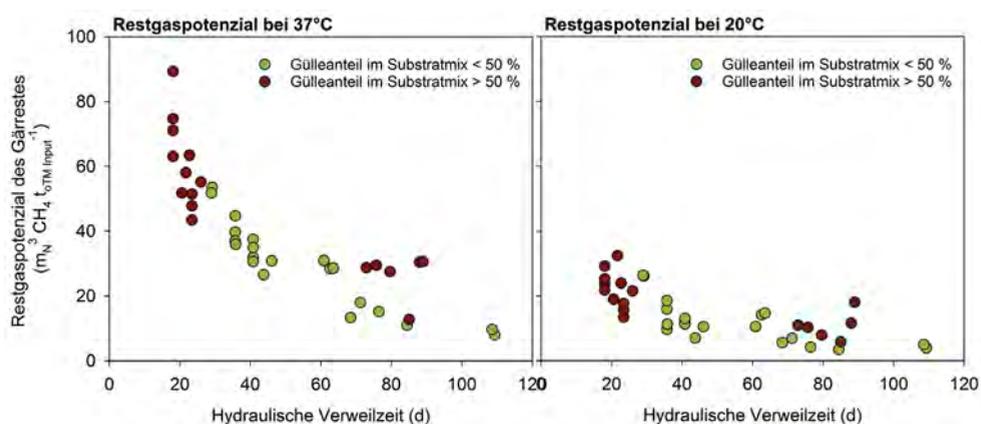


Abb. 2: Restgaspotenzial (37 °C und 20 °C) der untersuchten Gärreste bezogen auf die organische Trockenmasse des Substratinputs in Abhängigkeit der hydraulischen Verweilzeit im Fermenter/Nachgärer und des Gülleanteils im Substratmix (© Herrmann)

Die Messergebnisse bestätigen die dem Berechnungsmodell zugrundeliegende Annahme, dass das noch im Gärrest enthaltene, in den beheizten Prozessstufen nicht umgesetzte Methanpotenzial mit steigender Verweilzeit exponentiell abnimmt. Weiterhin war zu erkennen, dass aufgrund der unterschiedlichen Abbaugeschwindigkeiten in den beheizten Prozessstufen auch die Zusammensetzung der Substratmischung bzw. die Art der Einsatzstoffe einen Einfluss auf das im Gärrest verbleibende Restgaspotenzial haben. Dabei zeigt sich bei hohen Anteilen an Gülle bzw. Wirtschaftsdünger im eingesetzten Substratmix ein höheres Restgaspotenzial bei vergleichbarer hydraulischer Verweilzeit (Abb. 2). Entsprechend ist bei höheren Anteilen an Gülle und Festmist in der Einsatzstoffmischung eine längere hydraulische Verweilzeit in den beheizten Prozessstufen der Biogasanlage notwendig, um eine hohe Substratausnutzung in der Anlage und geringe Restgaspotenziale zu erreichen.

3.2 Kinetik der Methanbildung im Fermenter

Ausgehend von einer Reaktion erster Ordnung können für die Methanbildung im Fermenter/Nachgärer der Biogasanlagen kinetische Konstanten abgeleitet werden. Die Geschwindigkeitskonstanten stellen anlagenspezifische Werte dar, die von den speziellen Prozessbedingungen, unter denen die anaerobe Vergärung stattfindet, beeinflusst werden. Es ist davon auszugehen, dass u.a. die Art und Aufbereitung der eingesetzten Substrate, die Häufigkeit der Substratzufuhr, die Durchmischung im Fermenter, die Temperatur und Temperaturverteilung und auch die Zusammensetzung der mikrobiellen Gemeinschaften in der Biogasanlage die Reaktionsgeschwindigkeit beeinflussen können. Die in der Studie ermittelten Geschwindigkeitskonstanten wiesen Werte in einem Bereich von 0,057 bis 0,257 d⁻¹ auf (Abb. 3).

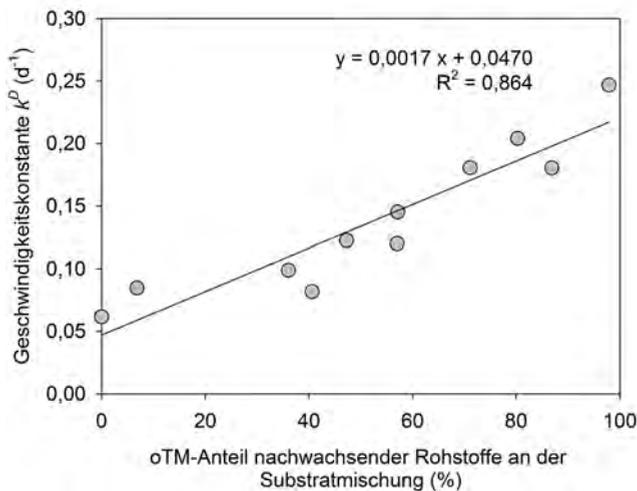


Abb. 3: Zusammenhang zwischen der Zusammensetzung der Substratmischung und der Reaktionsgeschwindigkeit im Fermenter/Nachgärer (© Herrmann)

Trotz zahlreicher Einflussfaktoren konnte eine enge Korrelation zwischen der Reaktionsgeschwindigkeitskonstante und der Substratmischung aus den gewonnenen Kenndaten der untersuchten Biogasanlagen abgeleitet werden (Abb. 3). Dabei war mit steigendem Anteil an Wirtschaftsdüngern an der organischen Trockenmasse der Substratmischung eine abnehmende Geschwindigkeit der Substratumsetzung zu Methan zu verzeichnen. Entsprechend der besseren Umsetzbarkeit der pflanzlichen Einsatzstoffe aufgrund geringerer Faser- und Ligningehalte wurden die höchsten Reaktionsgeschwindigkeiten in den Anlagen mit den höchsten Anteilen an nachwachsenden Rohstoffen an der oTM der Substratmischung erzielt. Zwischen den Substratmischungen mit Rindergülle und mit Schweinegülle konnten keine deutlichen Unterschiede gefunden werden.

3.3 Änderung der Leistungsdaten bei Anpassung der Prozessparameter

Sind für eine bestehende Biogasanlage Kenndaten zu dem Methanpotenzial der Substratmischung und der Reaktionsgeschwindigkeit in den beheizten Prozessstufen bei aktuellen Betriebsbedingungen bekannt, so können der Einfluss einer Änderung der hydraulischen Verweilzeit (bzw. organischen Raumbelastung) auf die Methanbildung und die Leistungsparameter der Anlage abgeschätzt werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Anteile der Einzelsubstrate an der Substratmischung unverändert bleiben. Mit einer zunehmenden hydraulischen Verweilzeit der Substrate in den beheizten Prozessstufen der Biogasanlage kann die Ausnutzung des Methanpotenzials der Einsatzstoffe erhöht werden und die Methanausbeute steigt. Wird die Verweilzeit durch Reduktion des Substratinputs und der organischen Raumbelastung erhöht, so sinkt jedoch aufgrund der geringeren Substratzufuhr die Methanproduktion. Das Berechnungsmodell ist nur bei stabilem Gärprozess sinnvoll anwendbar und bildet keine Prozesshemmungen ab.

Abbildung 4 zeigt beispielhaft für zwei der untersuchten Praxisanlagen (A9 und A5), wie sich basierend auf dem Berechnungsmodell die Änderung der hydraulischen Verweilzeit über Variation des Substratinputs auf die Methanausbeute, die Substratausnutzung, die Methanproduktion und den im Fermenter/Nachgärer nicht umgesetzten Anteil des Methanpotenzials auswirken würde.

Bei einer mittleren hydraulischen Verweilzeit von 80 Tagen und einer hohen Reaktionsgeschwindigkeit im Fermenter/Nachgärer resultierend aus dem hohen Anteil an nachwachsenden Rohstoffen in der Substratmischung von 80 % der oTM wird in der Biogasanlage A9 eine hohe Substratausnutzung (94 %) und Methanausbeute erzielt. Die Verweilzeit ist ausreichend, um ein niedriges Emissionspotenzial des Gärrestes bei 20 °C Lagertemperatur von 1,2 % der Methanbildung in der Anlage zu realisieren. Gleichzeitig wird mit einer Methanproduktion von $3.650 \text{ m}_N^3 \text{ d}^{-1}$ eine nahezu vollständige Auslastung des installierten BHKW erreicht. Substratzufuhr und Prozessparameter der Biogasanlage A9 liegen daher bereits in einem günstigen Bereich.

In der Biogasanlage A5 wird hingegen eine Substratmischung mit einem hohen Anteil an Wirtschaftsdüngern von 93 % der oTM eingesetzt. Dabei steht für die Umsetzung des Substrates in der beheizten Prozessstufe der Anlage nur eine kurze hydraulische Verweilzeit zur Verfügung, in den Bewertungszeiträumen der vorliegenden Untersuchungen lag diese im Mittel bei 23 Tagen. Unter den vorliegenden Prozessbedingungen wurde eine Ausnutzung des Methanpotenzials des Substrates von im Mittel 68 % erzielt, es ergibt sich ein hohes, im Gärrest verbleibendes Methanpotenzial von 101 bis $108 \text{ m}_N^3 \text{ t}_{\text{oTM Input}}^{-1}$. Dies spiegelte sich auch in einem hohen Emissionspotenzial des Gärrestes von 11 bis 12 % der Methanbildung in der Anlage bei 20 °C Lagertemperatur wider. Um das Methanpotenzial der Einsatzstoffe besser auszunutzen, wäre eine Erhöhung der hydraulischen Verweilzeit notwendig. Eine Erhöhung der Substratausnutzung auf 80 % würde beispielsweise bei

einer Verweilzeit von 48 Tagen erreicht. Dabei würde die Methanausbeute auf $259 \text{ m}_N^3 \text{ t}_{\text{OTM}}^{-1}$ steigen, das Emissionspotenzial des Gärrestes würde auf 6,4 % reduziert. Die Erhöhung der Verweilzeit kann durch eine Verringerung der Substratzufuhr bewirkt werden, dies würde jedoch eine erhebliche Senkung der täglichen Methanproduktion zur Folge haben (Abb. 4). Von Nutzen könnte alternativ die Erweiterung des beheizten, abgedeckten Gär-raumes sein. Für eine Verweilzeit von 48 Tagen wären zusätzlich ca. $8.500 \text{ m}^3_{\text{AV}}$ notwendig, täglich stünden zusätzlich ca. 1.190 m_N^3 Methan zur Verwertung zur Verfügung.

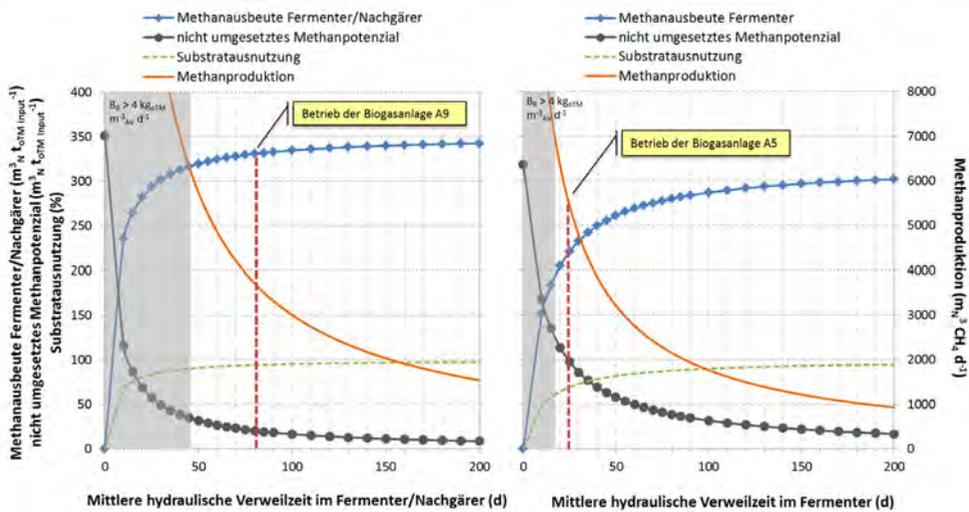


Abb. 4: Methanausbeute, Methanproduktion und verbleibendes Methanpotenzial im Gärrest in Abhängigkeit der hydraulischen Verweilzeit am Beispiel der Biogasanlagen A9 (links) und A5 (rechts) (© Herrmann)

3.4 Methanbildung im Gärrestlager

Neben der Methanbildung in den beheizten Prozessstufen einer Biogasanlage kann das Berechnungsmodell weiterhin verwendet werden, um Methanausbeuten des Gärrestes bzw. die Methanbildung im Gärrestlager zu quantifizieren. Damit kann zum Beispiel die Frage beantwortet werden, welche hydraulische Verweilzeit in einer bestehenden Biogasanlage notwendig ist, um den Grenzwert des Restmethanpotenzials bei $20 \text{ }^\circ\text{C}$ Lagertemperatur von 1,5 % der Methanbildung in der Anlage gemäß VDI 3475 (VDI 2010) zu erreichen. In Abbildung 5 sind die notwendigen Verweilzeiten für die in der vorliegenden Studie untersuchten Biogasanlagen dargestellt. Auch hier zeigt sich die Abhängigkeit von der Zusammensetzung der Substratmischung. Bei sehr hohen Anteilen an nachwachsenden Rohstoffen an der oTM der Substratmischung kann eine Verweilzeit von 60 Tagen ausreichend sein, um einen nahezu vollständigen Substratabbau zu erreichen. Bei sehr hohen Anteilen an Wirtschaftsdüngern ist hingegen eine lange hydraulische Verweilzeit

von > 200 bis 250 Tagen für ein entsprechend geringes Restmethanpotenzial erforderlich. Mit dem Erreichen des Grenzwertes des Emissionspotenzials von 1,5 % bei einer geringeren als der vorgeschriebenen Verweilzeit von 150 Tagen im geschlossenen System ist unter mesophilen Bedingungen nur bei Anteilen an leicht umsetzbaren nachwachsenden Rohstoffen von mehr als ca. 55 % der oTM der Substratmischung zu rechnen.

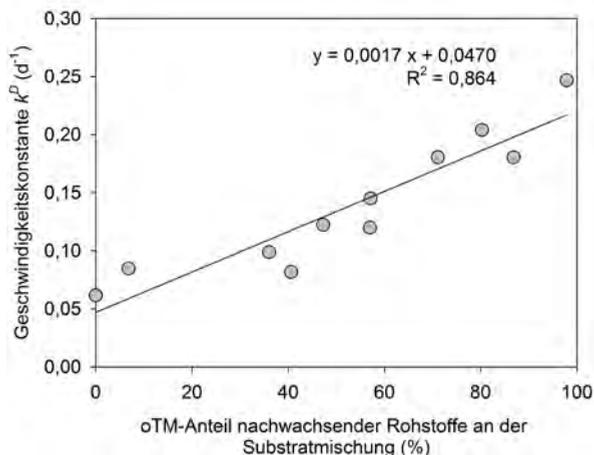


Abb. 5: Notwendige hydraulische Verweilzeit zur Erreichung eines Restmethanpotenzials des Gärrestes (Lagerung über 60 Tage bei 20 °C) von 1,5 % der Methanbildung in der Biogasanlage in Abhängigkeit der Zusammensetzung der Substratmischung (Daten der untersuchten Biogasanlagen) (© Herrmann)

Weiterhin kann mittels des vorgeschlagenen Berechnungsmodells die tatsächliche Methanfreisetzung im Gärrestlager in Abhängigkeit der Lagerbedingungen, d.h. der Lagerdauer und Lagertemperatur, quantifiziert werden. Dabei wird berücksichtigt, dass das Gärrestlager stufenweise gefüllt wird und der zu Beginn der Lagerzeit erzeugte Gärrest stärker zur Methanfreisetzung beiträgt als der Gärrest, der am Ende der Lagerzeit in das Gärrestlager gelangt (Linke und Muha 2015). Die Daten können auch genutzt werden, um die Methanmenge abzuschätzen, die beispielsweise bei Abdeckung eines Gärrestlagers zusätzlich für eine Verwertung zur Verfügung steht.

4 Fazit

Das von Linke und Muha (2015) vorgeschlagene Berechnungsmodell konnte in Untersuchungen an zehn Praxisbiogasanlagen, die Wirtschaftsdünger und nachwachsende Rohstoffe in unterschiedlichen Anteilen stabil vergären, erfolgreich angewendet werden. Basierend auf grundlegenden Daten zu Fermentergröße, Substratinput und Methanproduktion einer bestehenden Biogasanlage kann in Verbindung mit der Analyse des Methan-

potenzials der Einsatzstoffe sowie des Restgaspotenzials der Gärreste die Methanbildung in den beheizten Prozessstufen sowie im Gärrestlager in Abhängigkeit der Prozessparameter der Biogasanlage abgeschätzt werden. Damit ist es möglich, die Effizienz der Substratumsetzung zu bewerten, Schwachstellen bei der Prozessführung aufzudecken und Maßnahmen zur Optimierung der Methanbildung in der Anlage sowie zur Minimierung der Methanemissionen im Gärrestlager zu quantifizieren. In Verbindung mit einer ökonomischen Bewertung entsprechender Maßnahmen können damit konkrete Empfehlungen abgeleitet werden, die zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und zur Verringerung von klimarelevanten Methanemissionen bei der Biogasproduktion beitragen können. Um eine breite Anwendung des Berechnungsmodells in der Praxis zu unterstützen, wurde auf Grundlage der gewonnenen Praxisdaten ein Berechnungstool entwickelt, das als Web-Anwendung kostenfrei zur Verfügung steht: <https://www2.atb-potsdam.de/opti-methan/Rechner.html>.

Literatur

- KTBL (2015): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. KTBL-Heft 107, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.
- Linke, B.; Muha, I. (2015): Modell zur Ermittlung von Methanausbeuten aus Biogasanlagen in der Prozesskette Fermenter-Nachgärer-Endlager. In: Tagungsband KTBL/FNR-Biogaskongress „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“, 22.–23.09.2015, Potsdam, KTBL-Schrift 508, S. 182–194
- Oechsner, H.; Ruile, S.; Schmitz, S. (2015): Abbauleistung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen – Restgaspotenzialuntersuchung an 25 Anlagen. In: Tagungsband KTBL/FNR-Biogaskongress „Biogas in der Landwirtschaft -- Stand und Perspektiven“, 22.–23.09.2015, Potsdam, KTBL-Schrift 508, S. 172–181
- Reinhold, G. (2009): Einfluss der Biogaserzeugung auf das Restgaspotenzial und Eigenschaften der Gärreste sowie die Anforderungen an Gärrestlager. Tagungsband Internationale Bio- und Deponiegas Fachtagung „Synergien nutzen und voneinander lernen III“, 28./29.04.2009, Weimar, Verlag DAS-IB, S. 179–197
- VDI (2010): VDI 3475 Blatt 4: Emissionsminderung Biogasanlagen in der Landwirtschaft – Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger. Düsseldorf
- VDI (2016): VDI 4630: Vergärung organischer Stoffe – Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche. Düsseldorf

Danksagung

Wir danken für die finanzielle Förderung des Projektes „Opti-Methan“ durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FKZ 22404715).

BioShred: systematische Evaluation der mechanischen Zerkleinerung als Substratvorbehandlung in der Biogaserzeugung

DIANA ANDRADE, JOHANNA BARTH, MANFRED BISCHOFF, THOMAS DOCKHORN, FABIAN LICHTI, BETÜL MORCALI, DIRK WAGNER

1 Einleitung und Zielsetzung

Die Zerkleinerung von Biomasse zählt zu den ältesten Tätigkeiten der Menschheit. Der Zweck der Zerkleinerung in der vorhistorischen Ära lag in der Steigerung der Verdaulichkeit, die für den besseren Zugang der Enzyme und Mikroorganismen eine Vergrößerung der Oberfläche und das Aufbrechen von Strukturen verursacht. Die Freilegung der Cellulose- und Hemicellulosefasern und deren Trennung vom Ligninkomplex der Pflanzenbiomasse erleichtert und beschleunigt die biologische Verwertung erheblich (Patinvoh et al. 2017). Ein nahezu gleichartiger Zweck liegt in der Substratvorbehandlung für die Vergärung in Biogasanlagen vor. Hier steht die verbesserte Ausnutzung des energetischen Potenzials von Biomasse im Fokus, da die anaeroben mikrobiologischen Verfahren die Lignocellulosematrix der Pflanze nur sehr langsam und unvollständig aufschließen können. Die Umwandlung der partikulären Biomasse zu löslichen, bakterienverfügbaren Substraten ist der geschwindigkeitsbestimmende Schritt und beeinflusst daher wesentlich Effizienz und Effektivität der Biogasproduktion. Mechanische Zerkleinerungstechnologien als Substratvorbehandlung werden seit einigen Jahren vermehrt als Maßnahme zur technischen Effizienzsteigerung des Biogasprozesses aus nachwachsenden Rohstoffen gesehen. Eine höhere Methanausbeute, eine bessere Homogenisierung und die Reduktion des Energieaufwandes für Pumpen und Rühren sollte die mechanische Zerkleinerungstechnologie bringen, ohne dabei zu unerwünschten Nebenprodukten zu führen.

Die Frage, ob mit einer technischen auch eine ökonomische Effizienzsteigerung verbunden ist, beantworten die Beteiligten unterschiedlich. Die optimale Wahl der Vorbehandlungsmethode hängt in hohem Maße von der Art des Substrates und der ökonomischen Machbarkeit ab (Dahadha et al. 2017). Unklarheit besteht vor allem darin, welche Technologie für welches Substrat geeignet ist, welche individuellen und generellen Rahmenbedingungen für die Auswahl der Technologie berücksichtigt werden sollten, mit welchen Effekten man rechnen sollte, und wie sich die Effekte als auch der Betrieb der Zerkleinerungsstufe auf die Wirtschaftlichkeit und den Deckungsbeitrag auswirken.

Die Zielsetzung des von der FNR geförderten Verbundprojektes BioShred war es, den Betreibern, Planern und Finanziers von Biogasanlagen die Thematik der mechanischen Zerkleinerung von Biogassubstraten und in weiterer Folge die Bedeutung einer darauf abgestimmten, sorgfältigen Auswahl geeigneter Technologien auf Basis wissenschaftlicher Erkenntnisse näherzubringen. Dazu erfolgte eine Evaluierung der am Markt angebotenen Verfahren zur mechanischen Zerkleinerung in Hinblick auf den technischen und wirtschaftlichen Nutzen für Biogasanlagen.

Die Schlussfolgerungen sind aus einer breit angelegten Untersuchung hervorgegangen, in dem fünf verschiedene, relevante Zerkleinerungstechnologien in der Anwendung auf vier verschiedene landwirtschaftliche Biogassubstrate im Labor und bei Praxisanlagen untersucht und die Effekte der Zerkleinerung auf die Vergärung sowie auf die Charakteristik der Gärsubstrate gemessen und beurteilt wurden. In die Beurteilung sind betriebswirtschaftliche Überlegungen eingeflossen, die durch die Recherche des Standes von Wissenschaft und Technik, eine Umfrage unter Biogasanlagenbetreibern sowie aus dem mehrmonatigen Monitoring einzelner Biogasanlagen ermittelt wurden.

2 Projektmethodik

Auf Basis einer detaillierten Erhebung des Standes der Technik und Wissenschaft, der Marktsituation sowie einer Patentrecherche erfolgte die Untersuchung in zwei inhaltlichen Schwerpunkten: der erste Schwerpunkt lag auf der Ermittlung von chemischen und physikalischen Kennwerten der mechanischen Zerkleinerung sowie des Einflusses der Behandlung auf das biochemische Methanbildungspotenzial in Batch-Gärtests in Anlehnung an VDI 4630 (2006), wobei die für landwirtschaftliche, lignocellulosehaltige Biomassearten repräsentativen Substrate Maissilage, Grassilage, Rindermist und ungarische Energiegrassilage herangezogen wurden, auf die jeweils die fünf ausgewählten Technologien durch Nachstellung im Labor und Technikum angewendet wurden. Um die Praxisrelevanz zu gewährleisten, wurden in einem zweiten Schwerpunkt die Erkenntnisse aus dem ersten Teil in der Anwendung zweier ausgewählter Zerkleinerungsverfahren auf zwei ausgewählte Biogassubstrate durch Batch-Gärtests und semikontinuierliche Gärversuche im Durchflussfermenter vertieft (Abb. 1).

Dafür wurden die Substrate Maissilage und Rindermist herangezogen. Insgesamt wurden 12 Technikumsfermenter unter mesophilen Bedingungen mit einer NawaRo-basierenden Substratmischung angefahren und nach 200 Tagen Adaptationsphase die vor- und unbehandelten Substrate in jeweils 2 Repetitionen bei steigenden Raumbelastungen bis zu $3,5 \text{ kg oTS} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$ vergärt, um die Prozessstabilität und Gäreffizienz zu überprüfen.

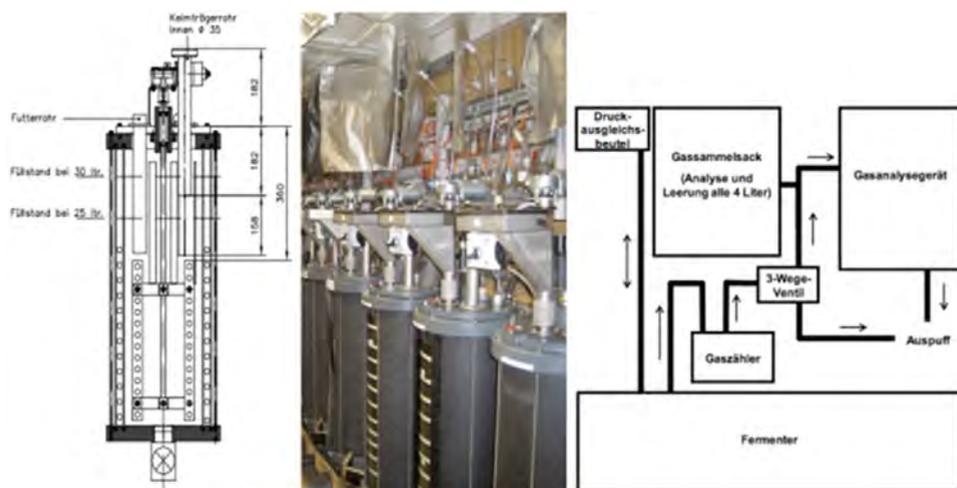


Abb. 1: Durchfluss-Laborfermenteranlage im Biogaslabor der LfL mit Schema der Gaserfassung für einen Fermenter (Pfeile = Richtung des Gasflusses) (© Andrade)

Die Beschaffenheit der eingesetzten Substrate wurde vor und nach der Behandlung anhand ihrer Zusammensetzungen nach Weender sowie weiterer relevanter Parameter ermittelt. Um die Desintegrationseffekte der eingesetzten Technologien zu bewerten, wurden weitere aussagekräftige Parameter gemessen. Original- und mechanisch behandelte Proben wurden auf Trockensubstanz, organische Trockensubstanz, Partikelgrößenverteilung, Aufschlussgrad A-CSB und Mikroskopie untersucht. Zusätzlich wurden Analysen für die oben genannten Parameter für die Gärreste vorgenommen, die im Rahmen der semikontinuierlichen Versuche von Durchflussfermentern entnommen wurden. Ergänzend dazu sollte der Energieaufwand für Pumpen und Rührer durch die Viskositätsmessungen abgeschätzt werden. Außerdem wurden weitergehende Untersuchungen insbesondere hinsichtlich der Entwässerbarkeit von Ablaufproben durchgeführt. Die untersuchten Parameter extrapolymerer Substanzen (EPS), Entwässerungskennwerte TR(A) und TR(48.000g), Strömungspotenzial und Zetapotenzial geben Hinweise auf das Entwässerungs- sowie Konditionierungsverhalten der Gärreste hinsichtlich maximaler Entwässerbarkeit und Polymerbedarf, welche hinsichtlich der anschließenden Verwertungswege wichtige Kostenfaktoren darstellen. Dafür wurden die für Klärschlamm etablierten Untersuchungsverfahren auf das Medium Gärrest angepasst. Die Erkenntnisse der technischen Untersuchungen wurden mit dem durch Monitoring sowie einer Fragebogenaktion erhobenen Praxisbetrieb der Zerkleinerung an Biogasanlagen verglichen.

3 Varianten der mechanischen Zerkleinerung

Die Verfahren zur mechanischen Nasszerkleinerung können technisch nach dem Wassergehalt des eingesetzten Substrates eingeteilt werden, wie dies Schwarz (2011) aufgezeigt hat, oder nach dem Zerkleinerungsmechanismus in schneidende, in reißende, in reibende und in stoß- bzw. prallzerkleinernde Methoden eingegliedert werden. Bei den Letzteren sind Hammermühlen und sogenannte Prallreaktoren zu finden. Müller (2003) untersuchte verschiedene mechanische Prinzipien der Zerkleinerung von Biomasse hinsichtlich ihres Energieaufwandes und unterschied nach der Konsistenz der Biomasse die mechanischen Kräfte, die zur Zerkleinerung von Partikeln führen. Für das Vorhaben wurden folgende Technologien als Repräsentanten der wichtigsten, am Markt befindlichen Technologien zur mechanischen Substratvorbehandlung ausgewählt.

3.1 Kinetische Schlagwirkung

Bei dieser Technologie wird das zu zerkleinernde Material von oben in die Mühle eingebracht. Die sich darin befindenden rotierenden Hammer schleudern das Gut dann gegen die Außenwand, sodass die Grobpartikel eine kinetische Schlagwirkung erfahren. Die Substratoberfläche soll auf diese Weise vergrößert werden, damit der Vergärungsprozess beschleunigt werden kann. Die rotierende Mühle befindet sich in einem Mühlenschrank, in dem unzerkleinertes Material mit einem Siebkorb so lange zurückgehalten wird, bis es zerkleinert ist. Meist befinden sich im Bereich des Einlauftrichters Metallabscheider, um die Störanfälligkeit herabzusetzen. Störstoffe werden seitlich ausgeschleust, um die Maschine nicht nachhaltig zu schädigen. Die Leistung des Mühlenantriebs ist oft veränderbar, um die Mahlleistung auf verschiedene Substrate und gewünschte Zerkleinerungsgrade anzupassen.

3.2 Thermomechanischer Aufschluss

Der Aufschluss der Zellstrukturen der Biomasse wird durch periodische Anwendung von mechanischem Druck und Entspannung erzeugt. Der Druck führt zu einer kurzfristigen Steigerung der Temperatur, die den Aufschluss in Kombination mit der nachfolgenden Druckentspannung begünstigt. Erreicht wird dies durch gegenläufige Doppelschnecken, durch die das Material in einem schmalen Spalt gepresst wird. In den Entspannungszyklen platzen die Zellstrukturen auf, der Zellsaft und die schnell verwertbaren Inhaltsstoffe werden freigesetzt. Dieses Aufschlussprinzip ermöglicht den Durchsatz von mehreren Tonnen Material pro Stunde, der Aufschlussgrad kann durch die Spaltbreite und die Geschwindigkeit der rotierenden Doppelschnecken gesteuert werden.

3.3 Zerfaserung des Substrates

Die Behandlung erfolgt in einer stehenden Trommel, in deren unteren Innenbereich rasch rotierende Ketten auf das Zerkleinerungsgut treffen. Bei variabel einstellbaren Umdrehungen der Ketten erfolgt die Zerkleinerung durch das Aufprallen des Substrates auf die Ketten und der Trommelwand, die größte Zerkleinerung aber findet durch das alleinige gegenseitige Aufprallen des beschleunigten Substrates statt. Das Strömungsmuster im Trommelraum ist so gestaltet, dass das Aufgabegut immer wieder von unten nach oben gewälzt wird, um dann erneut in den Zerkleinerungsprozess einzutreten. Dadurch durchläuft es mehrere Zerkleinerungszyklen, bevor es ausgeschleust wird. Durch die hohe Umdrehungszahl der Kette ist ein Durchsatz von mehreren Tonnen Aufgabegut pro Stunde möglich. Die robuste Konstruktion der Ketten als Zerkleinerungswerkzeuge verringert deren Anfälligkeit gegen Störstoffe, die Ketten sind leicht austauschbar.

3.4 Physikalische und mechanische Konditionierung

Für die Zerkleinerung wird das Substrat über eine Schnecke in eine Kammer gepresst, in der eine schräg liegende Scheibe, die an einer Welle fixiert ist, rotiert und das eingebrachte Substrat durch die entstehende Taumelbewegung in eine Diagonalströmung in axialer und radialer Richtung versetzt. So wird das Substrat durch physikalische und mechanische Konditionierung nicht nur zerkleinert, sondern gleichzeitig zerfasert, zermahlen, zerrieben, gemischt, homogenisiert und gefördert. Die Partikelgröße wird über Sensoren durch die variable Spaltbreite zwischen der rotierenden Scheibe (Rotor) und dem sogenannten Stator bestimmt. Erst nach Erreichen der gewünschten Zerkleinerungsqualität kann das Substrat diesen Spalt passieren und wird durch den Pressdruck des nachfolgenden Mahlgutes weiterbefördert. Der mechanische Pressdruck führt nicht nur zur Zerfaserung und zum Zerquetschen der Biomassestrukturen, sondern auch zur Temperaturerhöhung, die den Aufschluss zusätzlich begünstigen kann.

3.5 Fräsende Walze

Diese Technologie zeichnet sich durch einen sehr hohen Durchsatz von mehreren Duzend Tonnen Substrat pro Stunde aus. Das Zerkleinerungsgut wird auf eine Platte als Vorlage-tisch aufgehäuft, von wo aus es auf zwei fräsende Walzen trifft. Als Zerkleinerungswerkzeuge weisen die Walzen kleine Messer auf. So wird das Aufgabegut nicht gemahlen oder gepresst, sondern geschnitten. Die Schnittlänge ist durch das Absenken und Anheben der Platte individuell einstellbar. Die mit mehreren Tausend Umdrehungen pro Minute rotierenden Walzen übertragen lediglich die Energie zum Schneiden auf das Substrat, nicht jedoch thermische Energie oder Pressdruck. Dadurch wird es nicht gequetscht oder zerrieben. Diese Technik ermöglicht den hohen Materialdurchsatz ohne nennenswerte Wärmeentwicklung.

4 Physikalisch-chemische Effekte der Zerkleinerung

Die oben beschriebenen Zerkleinerungstechnologien befinden sich bereits am Markt. Getestet wurden die Technologien vor Ort im Technikum der Firmen oder bei Landwirten, die bereits mit der Technologie arbeiten. Für die Versuche wurde Rindermist, Maissilage, Grassilage und Sarvazigrassilage bereitgestellt. Messdaten wurden vom unzerkleinerten und zerkleinerten Material erhoben. Die fünf Technologien werden im Folgenden mit TECH A bis TECH E bezeichnet (Tab. 1).

Tab. 1: Auswahl von kommerziellen Zerkleinerungstechnologien von Biogassubstraten

Parameter	TECH A	TECH B	TECH C	TECH D	TECH E
Mühle	<i>Kinetische Schlagwirkung</i>	<i>Thermo-mechanischer Aufschluss</i>	<i>Zerfaserung des Substrats</i>	<i>Physikalische und mechanische Konditionierung</i>	<i>Fräsende Walze</i>
Zerkleinerungsgrad	8 - 10 mm (variabel)	<1 mm	<20 mm (variabel)	<1 mm*	<1 mm (variabel)
Motor	75 - 200 kW*	26 - 36 kW	55 - 315 kW	30 - 40 kW *	37 kW
Durchsatz	10 - 15 t/h*	2 - 4 t/h*	1 - 6 t/h*	2 - 3 t/h*	Bis zu 50 t/h*
Technische Details	990 mm Durchmesser Mahlrotor	15 - 25 mm Abstand auf Welle	1.200 U/Min Kette	~220 mm Gegenverzahnung splatten	2.950 U/Min Welle
Besondere Merkmale	Anpassungsfähig an alle Materialien (Sieb), Steine o.ä. fallen einfach raus	Druck +Entspannungszyklen +Temperatur	Verweilzeit variabel --> Zerkleinerungsgrad	Zerkleinerung und Forderung	Spaltbreite variabel --> Zerkleinerungsgrad

* Herstellerangaben.

4.1 Zerkleinerungsqualität

In Bezug auf die Partikelgrößenverteilung im Mikro- und Makrobereich kann keine Technologie pauschal empfohlen werden. Keine Zerkleinerungstechnologie hat sich in der Partikelgröße als Favorit dargestellt. Der durchschnittlich höchste Zerkleinerungsgrad konnte jedoch bei TECH A festgestellt werden. Die Substrate wurden mit jeder Technologie sichtbar zerkleinert und homogenisiert. Das optische Ergebnis variierte aber stark zwischen den Technologien und Substraten. Auffällig bei vor allem faserreichen Substraten war außerdem, dass lange Fasern über 10 cm von den Technologien nur wenig tangiert werden und teilweise ohne Zerkleinerung durchrutschen.

4.2 Viskosität

Die Viskosität des Fermenterinhaltens bzw. Gärgutes beeinflusst dessen Pump-, Rühr- und Fließverhalten im Biogasprozess und damit den Energieaufwand für Pumpen und Röhren. Auch der Maschinenverschleiß ist davon betroffen. Unter Laborbedingungen zeigten sich bei den Maissilage-Ablaufproben erst ab einer Raumbelastung von $3,5 \text{ kg oTS} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$ größere Unterschiede. Die mit TECH D vorbehandelten Rindermist-Ablaufproben zeigten bei höheren Raumbelastungen eine deutlich geringere Viskosität, während TECH A das umgekehrte Verhalten zeigte. TECH A erbrachte bei Rindermist eine gute Zerkleinerungsqualität und eine Verbesserung der Ausgärung, aber eine höhere Viskosität, die auf eine erhöhte Freisetzung makromolekularer löslicher Verbindungen zurückzuführen sein kann.

4.3 Entwässerungsverhalten

Für das Entwässerungsverhalten und den Polymerverbrauch von Gärresten konnte kein deutlicher Effekt beobachtet werden. Ein leichter Trend zu geringerem Polymerverbrauch durch die Zerkleinerung sowie ein etwas besseres Entwässerungsverhalten von Gärresten aus Maissilage, die mit TECH A zerkleinert wurde, war aber zu verzeichnen.

4.4 Zusammenfassende Aussagen

Zusammenfassend können folgende Aussagen zu den physikalisch-chemischen Effekten der Zerkleinerung, wie sie im vorliegenden Forschungsprojekt beobachtet wurden, getroffen werden:

- Mit Technologie A wurde bei Maissilage und Sarvazigrassilage ein sehr guter Zerkleinerungsgrad erzielt.
- Das Entwässerungsverhalten von Gärresten wurde durch die Zerkleinerungstechnologien A bzw. D nicht signifikant verändert.
- Der Polymerverbrauch für die Entwässerung von Gärresten wurde durch eine mechanische Zerkleinerung leicht gesenkt.

5 Einfluss auf die Biogasproduktion

Die Auswirkung der mechanischen Zerkleinerung durch die Technologien A bis E auf die Biogasproduktion wurde in Batch-Gärtests nach VDI 4630 und in semikontinuierlichen Durchflussversuchen untersucht. Dabei wurden sowohl der spezifische Methanertrag als auch die Geschwindigkeit der Ausgärung geprüft. Darüber hinaus konnte in den Durchflussexperimenten das Verhalten der Prozessstabilität bei steigender Raumbelastung beobachtet werden. Als Beispiel für die detaillierte Analyse im kontinuierlichen Betrieb sei hier die Steigerung der Methanproduktivität durch die mechanische Zerkleinerung von Maissilage und Rindermist angeführt, die jeweils als Hauptsubstrate von Substratmischungen in mehreren Repetitionen anaerob vergärt wurden. Die Steigerung der organischen Belastung erfolgte von $1,5 \text{ kg oTS} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$ bis zu $3,5 \text{ kg oTS} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$. Nach etwa 3 Wochen wurde jede Raumbelastungsstufe nach dem erreichten Steady State um $0,5 \text{ kg oTS} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$ erhöht. In jeder Stufe zeigten sich unterschiedliche Änderungen der Methanproduktivität im Vergleich zur Kontrolle (Abb. 2 und 3).

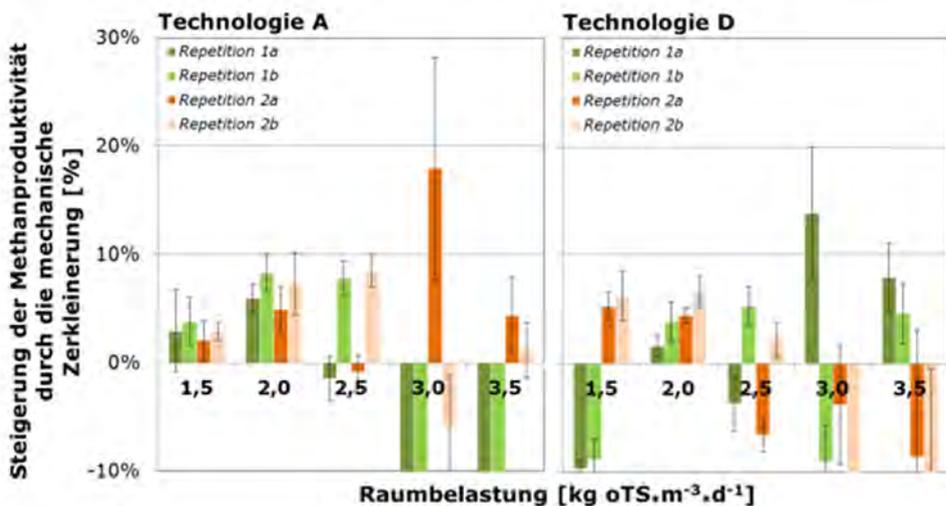


Abb. 2: Steigerung der Methanproduktivität durch die mechanische Zerkleinerung der geprüften Substratmischungen im Durchflussversuch. Hauptsubstrat: Maissilage.

Die Technologie A zeigte bei der Variante Maissilage eine Steigerung der Methanproduktivität um ca. 8 % als Mittelwert bis zur Raumbelastungsstufe $2,5 \text{ kg oTS} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$. Bei der höchsten Raumbelastungsstufe $3,5 \text{ kg oTS} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$ sank die Steigerung der Methanbildung bis unter 5 %. Im Vergleich zu TECH A war die Erhöhung der Methanproduktivität durch TECH D geringer. Der positive Effekt der mechanischen Aufbereitung von TECH D auf den Biogasprozess blieb bis zu einer Raumbelastung von

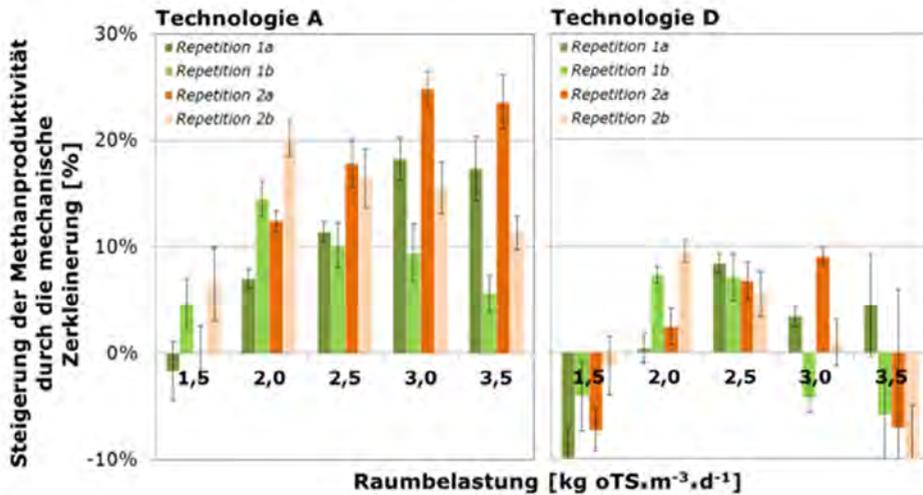


Abb. 3: Steigerung der Methanproduktivität durch die mechanische Zerkleinerung der geprüften Substratmischungen im Durchflussversuch. Hauptsubstrat: Rindermist.

2,5 kg oTS · m⁻³ · d⁻¹ bei ca. 6 %. Die maximale Steigerung der Methanproduktion von 12 % über dem Mittelwert wurde bei der Raumbelastungsstufe 3,0 kg oTS · m⁻³ · d⁻¹ erreicht.

In der Variante Rindermist fiel der positive Effekt auf die Methanproduktion deutlich höher aus als bei der Variante Maissilage (Abb. 3). Der positive Effekt der Zerkleinerung durch die Technologie A stieg stetig bei jeder Erhöhung der Raumbelastung bis zu einem maximalen Wert von 22 % bei der Raumbelastungsstufe 3,0 kg oTS · m⁻³ · d⁻¹.

5.1 Spezifischer Methanertrag

Die spezifischen Methanerträge aus der Vergärung der eingesetzten Testsubstrate Maisilage, Grassilage, Rindermist und Szarvasigrassilage veränderten sich durch die Zerkleinerung. Die Ergebnisse variierten in Abhängigkeit vom Gärtest-Inokulum, der Substratart und dem Zerkleinerungsprinzip, wobei kein genereller Trend zu erkennen war. Die Effekte der verschiedenen Zerkleinerungstechnologien sind stark substratabhängig. Offensichtlich wirken die physikalischen Aufschlusskräfte unterschiedlich auf die Substratinhaltsstoffe und begünstigen möglicherweise chemische Reaktionen, die die Abbaubarkeit dieser Stoffe unabhängig von ihrer physikalischen Desintegration beeinflussen. Derartige Effekte sind beispielsweise von thermischen Desintegrationsverfahren bekannt, die bei hohen Temperaturen, Drücken und Einwirkungszeiträumen zu vermehrter Bildung von Reaktionsprodukten wie Furfuralen und Phenolen führen können. Während des Testbetriebs der Technologien wurden fallweise höhere Temperaturen gemessen, so dass nicht ausgeschlossen werden kann, dass während der Zerkleinerung in mikroskopi-

schen Bereichen des Zerkleinerungsgutes kurzfristig erhöhte Drücke und Temperaturen auftreten, die derartige Reaktionen auslösen. Eine nähere Untersuchung dieser Hypothese war in diesem Vorhaben allerdings nicht vorgesehen. Folgende allgemeine Aussagen ergaben sich aus den Ergebnissen:

- Die mechanische Zerkleinerung der Substrate kann den spezifischen Methanertrag bis über 10 % unter Batch-Bedingungen steigern.
- Der für die Vergärung eingesetzte Impfschlamm bzw. die Adaptierung der Biogas-Mikroorganismen übt einen Einfluss darüber aus, wie sich die Zerkleinerungsart auf den Methanertrag auswirkt. Dieser Einfluss zeigte sich am geringsten bei den Anwendungen von Technologie B auf Sarvasigrassilage, bei den Anwendungen der Technologien C, D und E bei Maissilage, und bei der Anwendung von Technologie D bei Grassilage.

5.2 Abbaugeschwindigkeit

Bei der Mehrzahl der getesteten 20 verschiedenen Substrat-Technologie-Kombinationen zeigte sich eine Steigerung der Abbaugeschwindigkeit innerhalb des Zeitraumes von bis zu 60 % der gesamten Ausgärungszeit, d. h. ein Großteil der Substratinhaltsstoffe wurde durch die Zerkleinerung beschleunigt vergoren. Die Zerkleinerung beeinflusst die Abbaugeschwindigkeit der Substrate meist auch dann, wenn nach langer Ausgärungszeit keine Änderung des spezifischen Methanertrages resultierte. Sie bewirkt bei kurzen Gärzeiten eine Steigerung der Methanproduktion, die durch eine höhere Verfügbarkeit rasch abbaubarer Inhaltsstoffe in den Substraten durch die Zerkleinerung hervorgerufen wird.

5.3 Prozessstabilität

Die semikontinuierlichen Durchflussversuche wurden mit Substratmischungen vorgenommen, in denen entweder Maissilage oder Rindermist als Hauptsubstrat dominierten. Vergleichend dazu wurden die gleichen Substratmischungen mit jeweils entweder durch TECH A oder D zerkleinerten Hauptsubstraten durchgeführt.

In den Ergebnissen dieser Durchflussversuche konnte keine signifikante Veränderung der Prozessstabilität bei hohen Raumbelastungen durch die Zerkleinerung festgestellt werden, trotz der offensichtlich höheren Konzentration an leicht vergärbaren Substanzen. Niedrige Raumbelastungen bis zu $2 \text{ kg oTS} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$ begünstigen beim Hauptsubstrat Maissilage die Steigerung der Methanproduktivität durch die mechanische Zerkleinerung (Technologien A und D) tendenziell, höhere Raumbelastungen erniedrigten sie eher.

Bei Rindermist konnte durch die Zerkleinerung mittels Technologie A bei nahezu allen untersuchten Raumbelastungen bis zu $3,5 \text{ kg oTS} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$ eine Steigerung der Methanproduktivität bis zu 22 % festgestellt werden.

6 Betriebswirtschaftliche Auswirkungen

Der Gasmehrertrag ist der wichtigste und einfachste in der Praxis messbare Parameter, der die technischen Effekte der Substratzerkleinerung mit dem betriebswirtschaftlichen Ergebnis verknüpft. Der monetäre Ertrag aus der Gassteigerung muss mindestens den Kostenaufwand für die Substratvorbehandlung einspielen, um keine ungünstigen Auswirkungen auf das wirtschaftliche Ergebnis der Biogasproduktion hervorzurufen. In Modellen mit durchschnittlichen Substratpreisen, Einspeisetarifen und Eigenstromaufwand wurde ein ungefährer Richtwert des mindestens erforderlichen Gasmehrertrages von etwa 3,5 % ermittelt. Folgende Erkenntnisse wurden im Zuge einer Umfrage unter Biogasanlagenbetreibern und durch Modellkalkulationen gewonnen:

- Die Mehrheit der befragten Biogasanlagenbetreiber ist mit ihrer Substratzerkleinerung zufrieden.
- Die wirtschaftliche Bedeutung einer gasertragssteigernden Substratvorbehandlung nimmt mit der Höhe der Substratkosten stark zu.

Literatur

- Dahadha, S.; Amin, Z.; Bazyar Lakeh, A.A.; Elbeshbishy, E. (2017): Evaluation of different pretreatment processes of lignocellulosic biomass for enhanced biomethane production. *Energy Fuels* 31, pp. 10335–10347
- Müller, J.A. (2003): Comminution of organic material. *Chem. Eng. Technol.* 26, pp. 207–217
- Patinvoh, R.J.; Osadolor, O.A.; Chandolias, K.; Horvath, I.S.; Taherzadeh, M.J. (2017): Innovative pretreatment strategies for biogas production. *Bioresource Technol.* 224, pp. 13–24
- Schwarz, B. (2011): Stand und neueste Entwicklungen auf dem Gebiet der Substratvorbehandlung für den Biomasseinsatz in Biogasanlagen. Vortrag, Biogas-Fachtagung Thüringen 08.11.2011, Dermbach
- VDI 4630 (2006): Vergärung organischer Stoffe. Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche. Verein Deutscher Ingenieure, Beuth-Verlag, Berlin

Unabhängige Bewertung von Substrataufschlussverfahren

JOSEPHINE HOFMANN, JÜRGEN PRÖTER, SÖREN WEINRICH, JAN LIEBETRAU

1 Effekte eines Substrataufschlusses

Der Einsatz von Substrataufschlussverfahren (Desintegration) birgt ein enormes Potenzial zur Effizienzsteigerung von Biogasanlagen, da eine verbesserte Substratausnutzung, ein verringerter Energieaufwand und ein erweitertes Substrateinsatzspektrum erwartet werden kann. Angaben zu den Effekten einer Substrataufschlusseinheit sowie der Markt an Verfahren selbst sind vielfältig und unübersichtlich (Schumacher 2012). Oft werden sehr hohe Werte für den zu erreichenden Mehrertrag genannt, wobei eine detaillierte Darstellung der zugrundeliegenden Bedingungen ausbleibt. Es fehlen einheitliche Kriterien zur objektiven Bewertung.

Im Forschungsvorhabens ELIRAS (Entwicklung eines Leitfadens zur Auswahl von standortspezifisch angepassten Rühr- und Substrataufschlussverfahren für Biogasanlagen, BMWi/PTJ, 01.01.2015 bis 31.06.2018; FKZ: 03KB106) wurde ein Konzept zur einheitlichen wissenschaftlichen und wirtschaftlichen Bewertung von Desintegrationsverfahren entwickelt. Dabei wird davon ausgegangen, dass Effekte einer Desintegration auf den Gasertrag im Prozess auf drei Hauptursachen zurückgeführt werden können (Hofmann 2019):

- Erhöhung des vergärbaren organischen Anteils (Biogasbildungspotenzial)
- Steigerung der Abbaugeschwindigkeit des Substrates
- Veränderung der Hydrodynamik im Prozess – verbessertes Verweilzeitverhalten

Eine besondere Herausforderung ist dabei die Bewertung des hydrodynamischen Effekts eines Substrataufschlusses, d.h. der Einfluss einer Desintegration auf das Fließverhalten und die Durchmischung des Fermenterinhalt. Ein Substrataufschluss kann die Rheologie des Fermenterinhalt verändern, Sink- und Schwimmschichtbildung minimieren und im Ergebnis das durchmischte Fermentervolumen erhöhen. Das führt zu einer Erhöhung der Verweilzeit im System. Zum anderen verbessert sich die Handhabbarkeit des Fermentersubstrates, was sich in weniger Störfällen äußern und zu einer Absenkung der Rühr- und Pumpleistung führen kann. Ferner kann ein Absenken der Viskosität des Fermenterinhalt zu einer Veränderung des im Fermenterinhalt zurückgehaltenen Gasvolumens führen. Der damit geförderte Aufstieg von Gasblasen hat wiederum Auswirkungen auf das Reaktionsvolumen und den Gasertrag.

2 Experimenteller Nachweis

Zum Nachweis der Effekte der Desintegration stehen experimentelle Ansätze in Form von diskontinuierlichen Gärversuchen (Batch-Tests), kontinuierlichen Gärversuchen sowie der Auswertung von Daten großtechnischer Anlagen zur Verfügung. Tabelle 1 gibt eine Übersicht zu den Vor- und Nachteilen der einzelnen Datenquellen.

Tab. 1: Vor- und Nachteile experimenteller Ansätze zur Bewertung von Substrataufschlussverfahren

Diskontinuierliche Labor-Gärversuche (Batch-Test)	Quasi-kontinuierliche Labor-Gärversuche	Monitoring Praxis-Biogasanlagen
<ul style="list-style-type: none"> + Geringer Versuchsaufwand + Veränderung des Gasbildungspotenzials nachweisbar 	<ul style="list-style-type: none"> + Meist optimale Prozessbedingungen (Durchmischung, Verweilzeit, Raumbelastung) + Bessere Vergleichbarkeit zur Praxis-Biogasanlage (Kontinuierliche Versuchsbedingungen) 	<ul style="list-style-type: none"> + Reale Prozessbedingungen + Kein Scale-up notwendig + Hydrodynamische Effekte nachweisbar
<ul style="list-style-type: none"> - Übertragbarkeit auf kontinuierliche Bedingungen unklar (u.a. andere oTS-Verhältnisse als im kontinuierlichen Prozess) - Einfluss des Versuchsaufbaus und Inokulums unbestimmt (Weinrich 2018) - Keine kontinuierlichen Effekte nachweisbar - Kein Nachweis auf hydrodynamische Einflüsse (Viskosität) 	<ul style="list-style-type: none"> - Großer Versuchsaufwand, insbesondere bei vergleichenden Versuchen mit Mehrfachbestimmung - Veränderung des Gasbildungspotenzials nicht nachweisbar - Kein direkter Nachweis auf hydrodynamische Effekte möglich, da bereits ideale Durchmischung 	<ul style="list-style-type: none"> - Einhaltung gleich bleiben der Versuchsbedingungen schwierig (Substratzusammensetzung und Qualität) - Ungenügende Messtechnik erschwert Nachweis (Ausstattung, Messpunkte) - Veränderung des Gasbildungspotenzials nicht nachweisbar - Ungünstige Verfahrensbedingungen für präzise Datenauswertung (unzureichende Durchmischung)

Aufgrund der eingeschränkten Aussagekraft und Übertragbarkeit eignen sich alleinige Batch-Gärversuche nicht zur Bewertung von Desintegrationseffekten. Im Folgenden wird daher auf kontinuierliche Prozessführung fokussiert.

3 Statistische Versuchsplanung kontinuierlicher Gärversuche

Der experimentelle Nachweis von Desintegrationseffekten ist problematisch. Allgemein sollten experimentelle Untersuchungen zur Bewertung von Substrataufschluss über einen ausreichend großen Versuchszeitraum durchgeführt werden. Erst nach Zeiträumen von mehreren Verweilzeiten nach erfolgten Veränderungen liegen stationäre Versuchsbedingungen vor, welche die Grundlage für eine statistische Auswertung bilden.

3.1 Fehler kontinuierlicher Gärversuche

Eine wissenschaftlich fundierte Betrachtung beinhaltet zudem eine statistisch gesicherte Versuchsplanung und -auswertung, welche die üblichen Abweichungen zwischen Parallelfementern abschätzt und in Versuchswiederholungen berücksichtigt. Aus statistischer Sicht ist das Ziel eines jeden kontinuierlichen Gärversuchs den wahren Wert des Gasertrags unter den gegebenen Bedingungen zu ermitteln. Dieser Wert wird durch (z. B. täglich) wiederholte Messungen geschätzt.

Dabei werden zwei Fehlerarten unterschieden. Der Schätzfehler des Mittelwertes beschreibt die Abweichungen des Durchschnittswertes bei wiederholten Messungen vom unbekanntem wahren Wert des Gasertrags. Dieser Fehler gilt für einen Fermenter und nimmt mit länger werdender Versuchsdauer ab. Außerdem schwankt auch der über den Versuchszeitraum gemittelte Gasertrag zwischen identisch betriebenen Parallelfementern. Diese Schwankung ist auf nicht vermeidbare Unterschiede (z. B. natürliche Schwankungen eines biologischen Systems, Fehler Messtechnik) zwischen ansonsten identischen Fermentern zurückzuführen und sollte durch gute Versuchsführung minimiert werden. Mit steigender Anzahl an Messungen bzw. Fermentern in einem Versuch kann die Schätzgenauigkeit des Fehlers, nicht aber dessen Größe, minimiert werden (Hofmann 2019). Eine Unterscheidung von Effekten gezielt herbeigeführter Veränderungen, wie einer Substratvorbehandlung, von den eben beschriebenen Veränderungen, die ursächlich auf Prozesseigenschaften (Biologie, Messtechnik) zurückzuführen sind, kann nur auf Basis statistischer Auswertung realisiert werden.

Abbildung 1 zeigt beispielhaft den Verlauf des Biogasertrags im Vorversuch eines kontinuierlichen Gärversuchs, in dem vier Fermenter parallel identisch betrieben wurden. Wie an dem wenig unterschiedlichen Verlauf der Gasbildung und noch deutlicher an den nahezu identischen Boxplots zu erkennen ist, liegt nur eine geringe Schwankung zwischen den Parallelfementern vor. Die Standardabweichung des Mittelwertes zwischen allen vier Fermentern beträgt $\pm 0,7\%$.

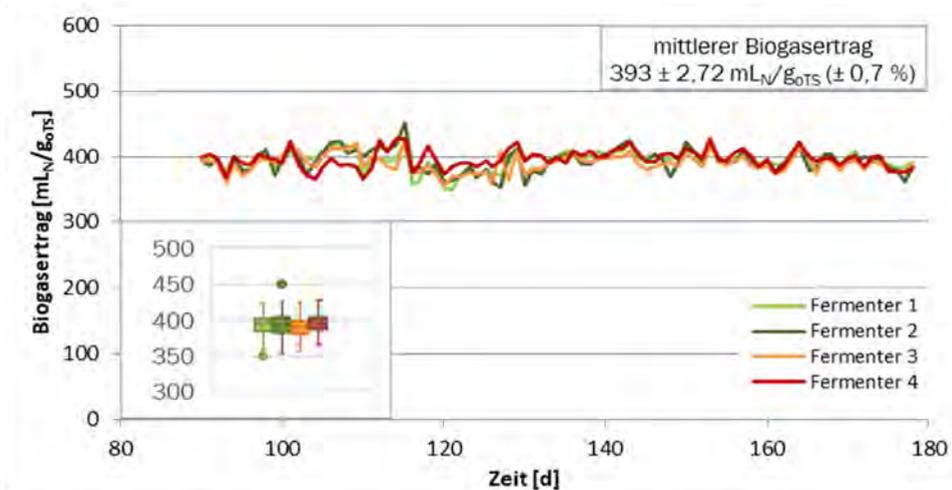


Abb. 1: Schwankungen im Biogasertrag parallel betriebener Fermenter, dargestellt als kontinuierlicher Verlauf und im Boxplot

3.2 Statistische Versuchsplanung mit Teststärkenanalyse

Der Aspekt der prozessbedingten Schwankungen zwischen identisch betriebenen Parallelfermentern muss entsprechend schon in der Planung von Gärversuchen berücksichtigt werden. Auf Basis von Versuchsdaten paralleler Ansätze wird die übliche Schwankung bzw. Abweichung zwischen Parallelfermentern bestimmt. Aus dieser ermittelten Abweichung zwischen Parallelfermentern und dem erwarteten Effekt eines Substrataufschlusses auf die Gasbildung kann eine statistisch abgesicherte Versuchsplanung erfolgen.

Unter der Annahme einer zweiseitigen t-Verteilung, der gleichen Anzahl an Versuchswiederholungen pro Ansatz, einem Vertrauensniveau von 5 % und einer Teststärke von 80 % lässt sich mithilfe eines Programms zur Teststärkenanalyse (G*Power) der Stichprobenumfang in Abhängigkeit des nachweisbaren Effekts darstellen (Abb. 2).

Der nachweisbare Effekt wird mithilfe der Kenngröße „Effektgröße“ beschrieben. Die Effektgröße d setzt den erwarteten Effekt, z.B. eines Substrataufschlusses auf den Gasertrag, ins Verhältnis zur Standardabweichung der Gasbildung zwischen Parallelfermentern. Der erwartete Effekt ist demnach ein Vielfaches der Schwankungen zwischen parallel betriebenen Fermentern. Mit Einführung der Effektgröße kann versuchsunabhängig geplant werden, wie viele Versuchsfermenter notwendig sind, um einen bestimmten Effekt statistisch gesichert nachzuweisen. Das Diagramm in Abbildung 2 zeigt den funktionellen Zusammenhang zwischen der Anzahl an notwendigen Versuchswiederholungen und der Effektgröße.

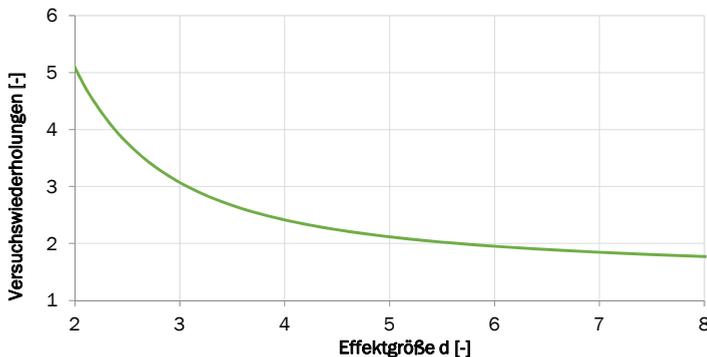


Abb. 2: Anzahl an notwendigen Versuchswiederholungen zum Nachweis eines Effekts auf den Gasertrag; Effektgröße d als Vielfaches der Standardabweichung zwischen Parallelfermentern, welche in Vorversuchen ermittelt wurde; zweiseitige t-Verteilung, 80 % Teststärke, $N_2/N_1 = 1$, $\alpha = 0,05$

Wie im Diagramm in Abbildung 2 abgelesen werden kann, beträgt die Effektgröße in einem Doppelversuch ($n \times 2$ Fermenter) $d = 5,65$. Das heißt, es kann das 5,65-Fache der Standardabweichung zwischen parallel betriebenen Fermentern nachgewiesen werden. Mithilfe eines Dreifachversuchs ($n \times 3$ Fermenter) kann die Effektgröße auf $d = 3,07$ verringert werden. Damit gilt mit drei Fermentern je Ansatz das 3-Fache der Standardabweichung ($d = 3,07$) zwischen Parallelfermentern als statistisch signifikant.

3.3 Statistische Versuchsplanung an einem Beispiel

Am Beispiel des kontinuierlichen Gärversuchs aus Abbildung 1 bedeutet dies, dass bei einer 0,7 %igen Standardabweichung im Gasertrag der parallel betriebenen Fermenter, bei einem Versuchsaufbau mit Doppelansätzen der Effekt eines Substrataufschlusses auf die Gasbildung erst ab 3,9 % ($d = 5,65$) als signifikant angesehen werden kann. Soll ein kleinerer Effekt statistisch gesichert nachgewiesen werden, muss die übliche Schwankung zwischen Parallelfermentern herabgesetzt werden, welche oft bereits auf einem Minimum (hier im Beispiel: $\pm 0,7$ %) reduziert wurde. Ein anderer Weg sieht vor, im Versuchsdesign mehr Fermenter parallel zu betreiben. So lassen sich im gewählten Beispiel mithilfe von Dreifachansätzen ($n \times 3$ Fermenter) bereits 2,1 % Steigerung des Gasertrages ($d = 3,07$) signifikant als Effekt eines Substrataufschlusses nachweisen.

Tabelle 2 vergleicht die nachweisbaren Effekte für das konkrete Beispiel mit einem Gärversuch mit 2 % Standardabweichung zwischen Parallelfermentern. Sobald größere Schwankungen zwischen Parallelfermentern vorliegen, können auch nur noch große Effekte in der Gasbildung statistisch gesichert nachgewiesen werden. Am Beispiel der 2 % Standardabweichung zwischen Parallelfermentern beträgt der nachweisbare Effekt im Doppelversuch bereits 11,3 %. Alle Effekte auf die Gasbildung kleiner als 11,3 % sind somit für dieses Versuchsdesign nicht signifikant.

Tab. 2: Effektgröße und nachweisbare Effekte für einen Gärversuch mit 0,7 % und 2 % Standardabweichung zwischen Parallelfermentern (ermittelt im Vorversuch)

Standardabweichung zwischen Parallelfermentern	Effektgröße	0,7 %	2,0 %
		Nachweisbarer Effekt	
Doppelversuch (2 Fermenter je Ansatz)	5,65	3,9 %	11,3 %
Dreifachversuch (3 Fermenter je Ansatz)	3,07	2,1 %	6,0 %

Abbildung 2 verdeutlicht die Relevanz von Versuchswiederholungen. Um einen statistisch gesicherten Desintegrationseffekt nachzuweisen, sollten Versuchsfementer je Ansatz mindestens doppelt über eine ausreichend lange Versuchslaufzeit von ca. 2 bis 3 Verweilzeiten betrieben werden. Nur mit einem Versuchsaufbau von mindestens zwei Fermentern je Ansatz kann beurteilt werden, ob gemessene Effekte infolge Desintegration auf übliche Schwankungen zwischen Fermentern oder wirklich auf den Substrataufschluss zurückzuführen sind. Gleiches gilt für Gärversuche mit dem Ziel einen Gasertrag zu bestimmen. Werden kontinuierliche Gärversuche mit nur einem Fermenter betrieben, liegt keine Kenntnis darüber vor, welchen Fehler die Messung des Gasertrags hat. Als statistisch gesichert gilt ein Effekt, wenn dieser signifikant größer ist als die üblichen Abweichungen zwischen Parallelfermentern.

4 Praktische Versuche

4.1 Mechanisch-chemischer Substrataufschluss von Stroh

Um einen Effekt eines Substrataufschlusses in praktischen Gärversuchen nachzuweisen, wurde Winterweizenstroh auf mechanisch-chemischem Wege aufgeschlossen. Dazu wurde das Stroh mithilfe eines Extruders trocken mechanisch zerkleinert (Abb. 3 b) und anschließend in Natronlauge eingeweicht (Abb. 3 c).



Abb. 3: a) unbehandeltes Winterweizenstroh (gehäckselt); b) mechanisch desintegriertes Winterweizenstroh (trocken extrudiert/gemahlen) c) mechanisch-chemisch desintegriertes Winterweizenstroh (trocken extrudiert + Einweichen in Natronlauge) (© Andrade)

4.2 Futtermittelanalyse

Die Van-Soest-Futtermittelanalyse des unbehandelten und mechanisch-chemisch desintegrierten Strohs zeigt eine deutliche Veränderung der Substratbestandteile. Wie in Abbildung 4 zu sehen ist, zog der Substrataufschluss eine Zunahme des Gehalts an Nicht-Faser-Kohlenhydraten (NFC) bei gleichzeitiger Abnahme der Gerüstbau-Kohlenhydrate nach sich. Diese Verschiebung innerhalb der Kohlenhydratfraktionen von den schwerer vergärbaren Zellwandbestandteilen hin zu den leicht vergärbaren NFC lässt auf eine Erhöhung der Vergärbarkeit des Strohs infolge der Desintegration schließen.

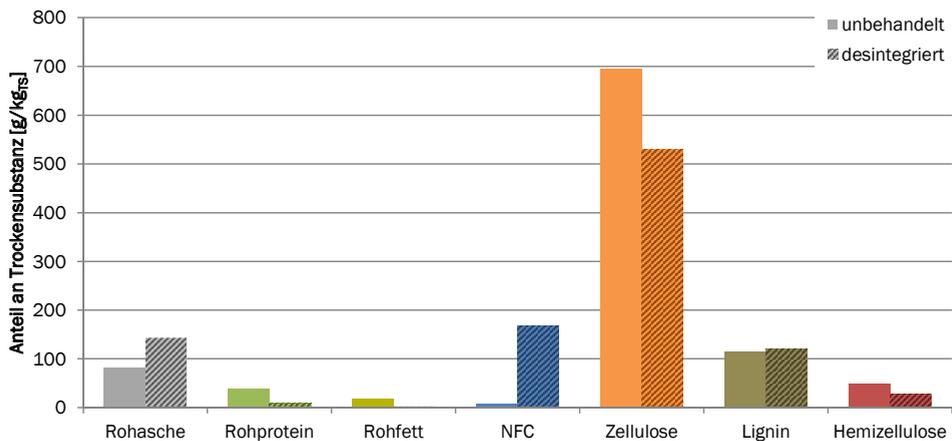


Abb. 4: Gehalt an Nährstoffen und Gerüstbau-Kohlenhydraten sowie Nicht-Faser-Kohlenhydraten NFC (Zucker, Stärke, Pektine) der Trockensubstanz des unbehandelten und mechanisch-chemisch desintegrierten Winterweizenstrohs als Ergebnis der Weender- und Van-Soest-Futtermittelanalyse

4.3 Hydrodynamik

Welchen Einfluss die Hydrodynamik auf den Biogasertrag hat, wurde mit theoretischen Betrachtungen zum Verweilzeitverhalten in einem nicht ideal durchmischten Biogaserfermenter dargelegt. Es konnte gezeigt werden, dass mit abnehmender Durchmischung die relative Gasproduktion, berechnet aus der Gasbildung bei ungenügender Durchmischung (< 100 %) im Verhältnis zur Gasbildung bei 100 % Durchmischung, exponentiell sinkt. Stärker ausgeprägt ist dieser Effekt bei geringeren Verweilzeiten und schwer verfügbaren Substraten (Hofmann 2019). Dieser hydrodynamische Effekt, als dritter Effekt eines Substrataufschlusses, wird bislang selten berücksichtigt. Es fehlen praktische Methoden den Einfluss dieses Effektes auf den Gasertrag präzise abzubilden.

Nachweis hydrodynamischer Effekte

Im Vorhaben ELIRAS wurde über die Fließkurven von Fermenterhalten auf die Durchmischung eines Fermenters geschlossen. Fließkurven beschreiben den funktionellen Zusammenhang zwischen dynamischer Viskosität und Schergeschwindigkeit. Dabei wurde das durchmischte Fermentervolumen über den Anteil des Fermenterhaltes bestimmt, der eine festgelegte Strömungsgeschwindigkeit aufweist und somit als durchmischts gekennzeichnet werden kann (Hofmann 2019).

Da die Aufnahme von Fließkurven und modellbasierte Nachbildung des Fermenters zur Berechnung der Durchmischung sehr aufwendig ist, wurde der Ansatz verfolgt, die Hydrodynamik des Fermenterhaltes über eine Partikelgrößenanalyse zu charakterisieren.

Partikelgrößenanalyse

Am Beispiel der mechanisch-chemischen Desintegration wurde der hydrodynamische Effekt des Substrataufschlusses auf die Granulometrie des unbehandelten und desintegrierten Strohs sowie des Fermenterhaltes untersucht. Der Substrataufschluss bewirkte, dass ca. 80 % der Partikel, welche im unbehandelten Stroh im Feinanteil zwischen 0,5 und 5 mm vorliegen, in den Feinstanteil $\leq 0,5$ mm verschoben wurden (Abb. 5). Sowohl im Substrat als auch im Fermenterinhalt der kontinuierlichen Gärversuche führte der mechanisch-chemische Substrataufschluss zu einer Abnahme der mittleren Partikelgröße X_m , was auf einen hydrodynamischen Effekt der Desintegration schließen lässt.

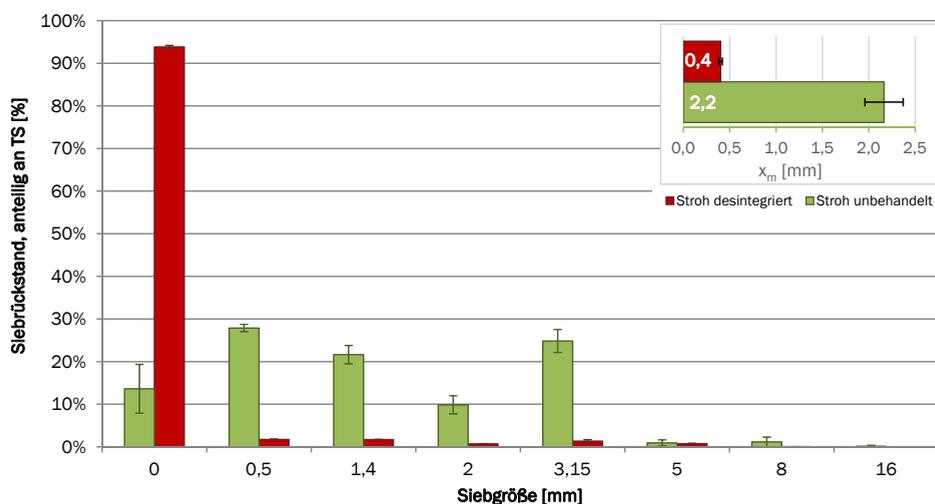


Abb. 5: Anteil der Siebfractionen an der Trockensubstanz (TS) des unbehandelten und mechanisch-chemisch desintegrierten Winterweizenstrohs, ermittelt über Gefriersiebung (Dreifachbestimmung)

Weiterer Forschungsbedarf besteht darin, den in Ansätzen untersuchten Zusammenhang zwischen Partikelgrößenverteilung und Durchmischung im großtechnischen Maßstab nachzuweisen und damit den hydrodynamischen Effekt in die Bewertung von Substrataufschlussverfahren einfließen zu lassen.

4.4 Gärversuche

Wie an den unterschiedlichen Gasbildungskurven der diskontinuierlichen Gärversuche in Abbildung 6 zu erkennen ist, konnte der Methanertrag infolge der mechanisch-chemischen Desintegration um +29 % erhöht werden. Die Batch-Gärversuche wurden im Dreifachansatz entsprechend der VDI-Richtlinie 4630 unter mesophilen Prozessbedingungen mit Eudiometer-Systemen durchgeführt.

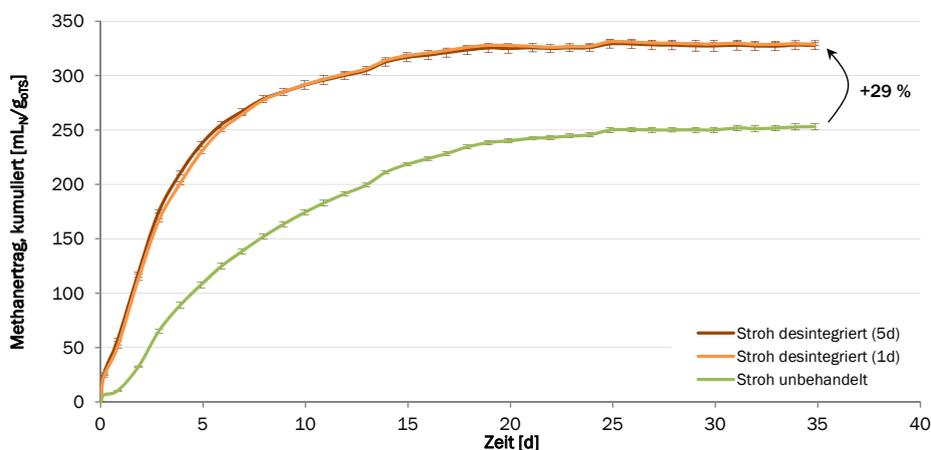


Abb. 6: Kumulierter Methanertrag aus unbehandeltem und mechanisch-chemisch desintegriertem Winterweizenstroh (Einweichzeit: 1 und 5 d), ermittelt im diskontinuierlichen Gärversuch (Dreifachbestimmung mit Angabe der Fehlerindikatoren)

In kontinuierlichen Gärversuchen wurde dasselbe Substrat gemeinsam mit Hühner trockenkot über 200 Tage in 10 Liter Fermentern im Doppelansatz vergoren. Mit der täglichen Beschickung wurde eine Raumbelastung von $2,5 \text{ g}_{\text{OTS}} \text{ L}^{-1} \text{ d}^{-1}$ und eine mittlere hydraulische Verweilzeit von 60 Tagen eingestellt. Durch den Einsatz der mechanisch-chemischen Desintegration konnte der mittlere Methanertrag im kontinuierlichen Gärversuch von $258 \text{ mL}_N/\text{g}_{\text{OTS}}$ auf $290 \text{ mL}_N/\text{g}_{\text{OTS}}$ erhöht werden, was einer Steigerung von 12 % entspricht.

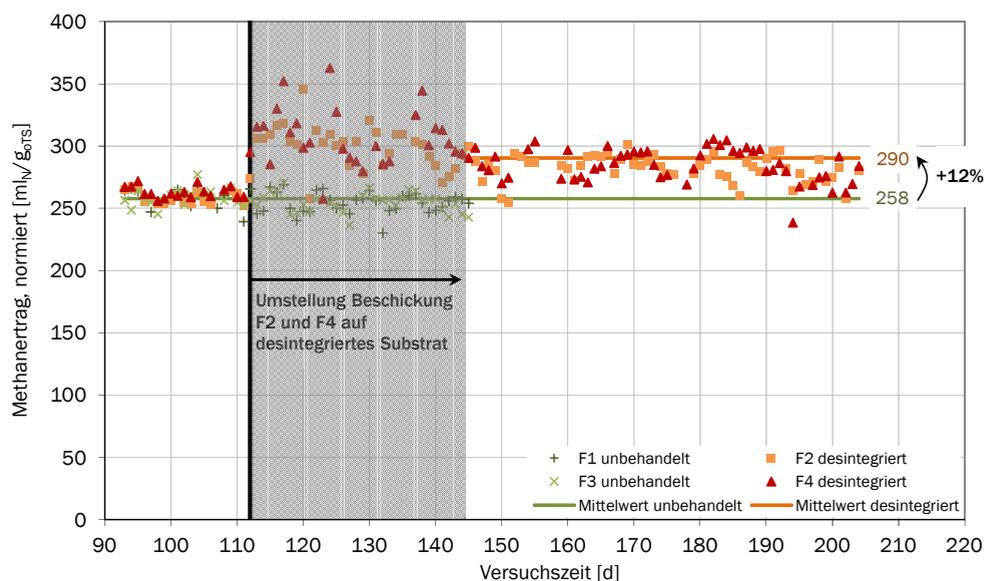


Abb. 7: Methanertrag aus unbehandeltem und mechanisch-chemisch desintegriertem Winterweizenstroh (Co-Vergärung mit HTK), ermittelt im kontinuierlichen Gärversuch im Doppelansatz, rechts: Angabe der mittleren Methanerträge unbehandelt und desintegriert sowie die prozentuale Veränderung infolge Desintegration

F = Fermenter

Ein Vergleich der Ergebnisse beider Versuchssysteme zeigt auf, dass die im kontinuierlichen Gärversuch nachgewiesene 12 %ige Steigerung des Methanertrags infolge des mechanisch-chemischen Substrataufschlusses unterhalb der 29 % Methanertragssteigerung im diskontinuierlichen Gärversuch liegt. Es wird deutlich, dass in diesem Beispiel ein Übertrag zwischen verschiedenen Versuchssystemen durch bloße Angabe der relativen Steigerung des Gasertrags in Folge eines Substrataufschlusses nicht möglich ist.

Auch Ergebnisse anderer Versuche zeigen bei einem Vergleich von Batch und kontinuierlichen Versuchen verfahrenstechnisch nicht konsistente Ergebnisse (Weinrich 2019). Im qualitativen Vergleich von Ergebnissen verschiedener Gärversuche im Report der IEA Bioenergie Task 37 (Weinrich 2018) (Tab. 8) wurden ebenfalls unterschiedliche Abweichungen zwischen den im Batch-System ermittelten Gaserträgen und kontinuierlichen Gärversuchen festgestellt, die sich nicht mit prinzipiellen Unterschieden der Prozesse begründen lassen. Die wesentliche Ursache für die schwankenden Ergebnisse wird in der unterschiedlichen Anpassung der Impfschlämme an die Substrate gesehen.

Dieser Punkt ist insbesondere für die Bewertung von Aufbereitungsverfahren relevant und unterstreicht die Bedeutung kontinuierlicher Prozessführung zur Bewertung von Aufschlussverfahren. Entsprechend können im Batch-Versuch nachgewiesene Gasertragssteigerungen infolge einer Desintegration nicht ohne Weiteres in das kontinuierliche System und darüber hinaus nicht einfach vom Labor- in den Praxismaß übertragen werden.

5 Methode zur Bewertung von Substrataufschluss

Wissenschaftlich fundierte experimentelle Untersuchungen im Labormaßstab bilden die Grundlage zur Bewertung von Substrataufschlussverfahren. Da jedoch ein Substrataufschluss anlagenspezifisch wirkt, umfasst eine einheitliche Bewertungsmethode weitere Schritte. Sie besteht aus einer Reihe an Abschätzungen, welche nacheinander Teilaspekte der Effekte einer Desintegration beleuchten:

1. Abschätzung Handlungsbedarf
2. Ökonomische Grobabschätzung
3. Analyse der Veränderung des Gasertrags infolge Desintegration
4. Finale ökonomische Berechnung

Der Handlungsbedarf sollte anhand einer ersten Ist-Stand-Analyse der betrachteten Biogasanlage, Literaturwerten, Referenzanlagen oder experimentellen Untersuchungen identifiziert werden. Wenn die Anlage nachweislich einen geringeren Ertrag hat, als Referenzkonzepte erwarten lassen, sollten in einem weiteren Schritt technische Faktoren, wie Leckagen, ineffiziente Gasverwertung, Gasverluste über Überdrucksicherungen, prozesstechnische Limitierungen (z.B. Kurzschlussströmungen) usw. ausgeschlossen werden. Wenn der Minderertrag eindeutig dem Abbauprozess zugeordnet werden kann, werden im nächsten Schritt auf hemmend wirkende Substanzen als Ursache für den Minderertrag geprüft. Können all diese Faktoren ausgeschlossen werden, kann ein Substrataufschluss eine Möglichkeit zur Optimierung des Abbauprozesses darstellen.

Die ökonomische Grobabschätzung beinhaltet eine erste Annahme zu möglichen Mehrerträgen und einer Gegenüberstellung von resultierenden Erlösen und Mehraufwendungen.

Wenn diese erste Einschätzung ein positives Ergebnis hat, sollte eine detaillierte Analyse abgeschlossen werden. Kernstück der detaillierten Bewertung sind Untersuchungen zum tatsächlichen Gasmehrertrag. Hier können die in Tabelle 1 aufgeführten experimentellen Methoden angewendet werden, wobei potenzielle Mehrerträge nicht allein auf Basis von Batch-Tests ermittelt werden sollten. Kontinuierliche Gärversuche sollten mindestens im Doppellansatz über eine ausreichend lange Versuchszeit (2 bis 3 Verweilzeiten)

im stationären Zustand durchgeführt werden. In weiterführenden Modellierungen und Massenbilanzierungen müssen alle Verluste und Additive während des Aufschlussprozesses berücksichtigt werden. Als Bezugsbasis einer Massenbilanz sollte das Ausgangssubstrat des Substrataufschlusses gewählt werden, wobei auf Vergleichbarkeit zwischen Referenzsubstrat und Ausgangsstoff zu achten ist.

In einer finalen ökonomischen Berechnung wird der im Modell ermittelte Gasmehrertrag den ökonomischen Aufwendungen im Detail gegenübergestellt, sodass mit diesem letzten Punkt eine Handlungsempfehlung zur Installation einer Desintegrationseinheit auf einer Biogasanlage gegeben werden kann. Hier können auch weitere wirtschaftliche Faktoren, wie die Reduktion von Energieaufwendungen zum Rühren oder die Vermeidung von Schwimmdecken, betrachtet werden.

Literatur

- Hofmann, J.; Pröter, J.; Weinrich, S.; Kornatz, P.; Daniel-Gromke, J.; Schumacher, B.; Rostalski, K.; Merkel, W. (2019): Entwicklung eines Leitfadens zur Auswahl von standort-spezifisch angepassten Rühr- und Substrataufschlussverfahren für Biogasanlagen. Schlussbericht
- Schumacher, B.; Hofmann, J. Pröter, J. (2012): Verfahrensüberblick zur Desintegration von Biomasse. *Biogas Journal* 1, S. 88–94
- Weinrich, S.; Schäfer, F.; Bochmann, G.; Liebetrau, J. (2018): Value of batch tests for biogas potential analysis; method comparison and challenges of substrate and efficiency evaluation of biogas plants. Murphy, J.D. (Ed.). IEA Bioenergy Task 37
- Weinrich, S.; Schäfer, F.; Pröter, J.; Liebetrau, J. (2019): Value of batch tests for estimating biogas potentials and degradation kinetics in anaerobic digestion. IV. CMP International Conference on Monitoring and Process Control of Anaerobic Digestion Plants, Leipzig, 26. bis 27.03.2019

Upgrading von Bestandsbiogasanlagen: Flexibilisierung der Gasproduktion bestehender Biogasanlagen mit standardmäßig verfügbaren Substraten (UBEDB)

BERND KRAUTKREMER, HENNING HAHN, FABIAN JACOBI

1 Hintergrund

Der Zubau erneuerbarer Energien (EE) ist in den letzten Jahren in Deutschland stetig vorangeschritten. 2018 wurden 37,8 % des Brutto-Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt (AGEE-Stat 2019). Über die Hälfte wurden dabei von den witterungsabhängigen Energieerzeugern Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen (PV) produziert. Um die klimapolitischen Ziele zu erreichen, ist ein weiterer Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, im Wesentlichen Wind und PV notwendig. Mit der zunehmend 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 leidet unter Akzeptanzproblemen. Gerade deshalb ist es sinnvoll, die vorhandenen und zukünftigen Stromnetze effizient zu nutzen. Dies setzt voraus, dass sich steuerbare Lasten und Einspeiser an Dargebot, Nachfrage und Netzzustand anpassen. Eine sinnvolle Erschließung verfügbarer Flexibilitätsoptionen ermöglicht es in Summe, auch einen größeren Anteil fluktuierender Energieerzeuger in die Stromversorgung zu integrieren, den Netzausbau auf das Notwendigste zu beschränken und die ambitionierten Ziele der Bundesregierung für den Stromsektor möglichst kosteneffizient zu erreichen. Hierzu stehen neben dem Ausbau von Stromnetzen und der Speicherung von Energie sowie dem gezielten Lastmanagement auch flexible regenerative Energieerzeuger zur Verfügung.

Insbesondere Biogasanlagen, die das produzierte Biogas bzw. 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 durch die Anlagen heute, den aktuellen Marktanreizen entsprechend, noch überwiegend eine Flexibilität von bis zu 16 Stunden mögliche Verstromungspause pro Tag angeboten, so zeigen die Ergebnisse der Systemanalyse einer zukünftigen, auf hohen Anteilen EE basierender Stromversorgung durchaus die Notwendigkeit eines Stromverlagerungspotenzials von bis zu mehreren Tagen (Hahn et al. 2014a, Holzhammer 2015).

Aktuelle Ansätze eines flexiblen Biogasbetriebs basieren meist noch auf der vorübergehenden Speicherung des erzeugten Biogases am Ort der Anlage. Somit 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 Stromerzeugungspotentials über mehrere Tage ist dadurch meist nicht möglich.

Bei genauer Betrachtung der Anlagentechnik und der Prozessbiologie bieten jedoch auch Bestandsbiogasanlagen die Möglichkeit, mit geringen oder gänzlich ohne Modifikationen der Anlagentechnik, bedarfsorientiert elektrische Energie bereitzustellen, indem man die Gasproduktion selbst beeinflusst. Durch eine bedarfsorientierte Dynamisierung des biologischen Gasbildungsprozesses kann die zeitliche Flexibilität der elektrischen Energieerzeugung noch deutlich über die begrenzten Kapazitäten der Gasspeicherung erweitert und eine insgesamt höhere Flexibilität bewirkt werden. 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 z. B. durch ein gezieltes Fütterungsmanagement bedarfsorientiert zu beeinflussen und damit die erforderlichen Gasspeicherkapazitäten zu minimieren, ist Gegenstand jüngster Forschungsvorhaben (Mauky et al. 2014 und 2017, Ganagin et al. 2014, Hahn et al. 2014 b, c).

Die folgenden Ausführungen beschreiben die Ergebnisse eines Forschungsvorhabens, das sich zur Aufgabe gemacht hat, die Möglichkeiten der bedarfsorientierten, dynamischen Biogasproduktion ohne aufwändige Modifikation der Anlagentechnik zu untersuchen. Die Arbeiten wurde an einer Forschungsbiogasanlage im Praxismaßstab am Versuchsstandort HBFZ (Hessisches Biogasforschungszentrum – eine Kooperation von LLH, LHL und IEE) in Bad Hersfeld durchgeführt (Abb. 1).

Es handelt sich bei der Biogasanlage um eine Kombination einer kontinuierlich betriebenen, konventionellen ersten Stufe, eines Forschungsfermenters, der auch für die Vergärung hoher TS-Gehalte ausgelegt ist und einer nachgeschalteten, zweiten Stufe mit hoher Verweilzeit und variablem Füllstand. Dies schafft die Möglichkeit, mit dem Forschungsfermenter auch kritische Zustände zu testen, da im Falle einer Überlastung der Biozönose der „gekippte“ Fermenterinhalt in den Nachgärer gepumpt werden kann und aus der konventionellen ersten Stufe (Mutterfermenter) hinreichend viel biologisch aktives Material zum Wiederaufstart des Forschungsfermenters zur Verfügung steht. Da die hohe, mögliche Verweilzeit im Nachgärer die Regeneration und energetische Nutzung des „gekippten“ Materials ermöglicht und ohnehin auch die im Versuchsbetrieb generierten Energiemengen vollständig vor Ort genutzt werden, sind kostengünstige Forschungsarbeiten im technischen Maßstab möglich.



Abb. 1: Forschungsbiogasanlage des Fraunhofer IEE (mittlerer Fermenter), Nachgärer (links) und die Mutterbiogasanlage des LLH (rechts) am Standort Eichhof in Bad Hersfeld (© IEE)

2 Methodik

Die Versuche zur flexiblen Gasproduktion wurden an einer Forschungsbiogasanlage im landwirtschaftlichen Kontext mit 360 m^3 Faulraumvolumen durchgeführt (Abb. 1). Die Fütterung bestand aus typischerweise im landwirtschaftlichen Kontext verfügbaren Substraten (Rinderfestmist, Zuckerrüben, Silomais und Rindergülle), aber auch siliierter, durchwachsender Silphie, siliierter Blühpflanzenmischungen und Getreideschrot.

Bei der Biogasanlage handelt es sich um eine zweistufige Biogasanlage mit einem „Quick-Mix“ als Einbringsystem (Möglichkeit der Anmischung des Substrates mit Fermenterinhalt), einem hohen, schlanken Fermenter mit fester Betondecke und Zentralrührwerk als erste Stufe (400 m^3 Faulraumvolumen) und einem flachen Nachgärer mit Doppelmembrangasspeicher und Schrägachsrührwerk (3.000 m^3 Faulraumvolumen).

Anhand der aus Laborversuchen abgeleiteten Erkenntnisse zur Entwicklung des Gasbildungsverlaufes verschiedener Substrate wurden gezielte Fütterungspläne errechnet, die als Ergebnis typische Gasbildungsprofile ergeben, welche im künftigen Energiesystem dienlich sein können (typische Verstromungsprofile, Abb. 2).

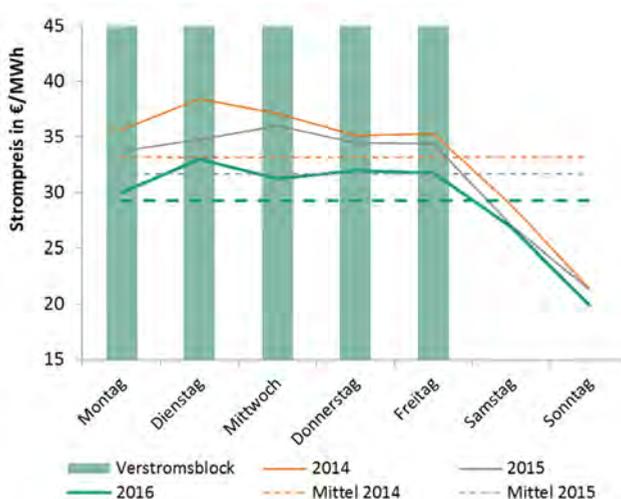


Abb. 2: Strompreisentwicklung und Verstromungsblöcke im Wochenverlauf, gestrichelte Linien sind die jeweiligen Monatsmittelwerte (Marktpreisdaten EPEX SPOT, Intra-Day-Markt 2014 bis 2016)

Ein besonderes Augenmerk wurde dabei auf die Absenkung der Gasproduktion über das Wochenende gelegt, da dies den Fall darstellt, der die Möglichkeiten von Anlagen, die ihre Flexibilität nur über die Größe des Gasspeichers realisieren, meist überschreitet.

Die Messergebnisse lassen sich übersichtlich in Zeitreihen darstellen und zeigen, wie in der nachfolgenden Abbildung 3 ersichtlich, die Zusammenhänge zwischen Fütterungsmanagement und Gasbildung über der Zeit.

Die an dieser Anlage gewonnenen Erkenntnisse wurden in ein theoretisches, ökonomisches Modell einer Standard-Biogasanlage mit einer Bemessungsleistung von 500 kW_{el} P_{bem.} übertragen. Mit diesem wurden dann Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt.

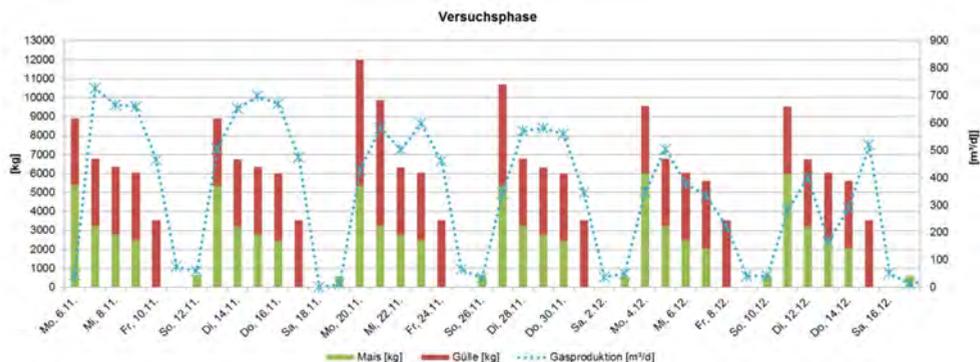


Abb. 3: Fütterungs- und Gasproduktionszeitreihen mit „Wochenendabsenkung“

3 Gasvolumenstrommessung

Die Messung der Gasvolumenströme stellt eine besondere Herausforderung bei der Untersuchung der Auswirkungen einer variablen Fütterung auf die Gasproduktion dar. Einerseits ist es notwendig, eine hohe Bandbreite von Volumenströmen messen zu können, da man mit einer variablen Fütterung bezweckt, die Gasbildung temporär fast zum Erliegen zu bringen, um sie später wieder bis zum Maximum der Leistungsfähigkeit des Systems zu bringen. Andererseits ist die Erfassung mit einer hohen zeitlichen Auflösung notwendig, um eine akkurate Gasbildungsrate (m^3/h) ebenso erfassen zu können, wie deren erste zeitliche Ableitung (Änderung der Gasbildungsrate (m^3/h^2)). Letztere gibt wertvolle Hinweise auf die Wirksamkeit der Beeinflussung.

Bedingt durch die feste Behälterdecke des Gärbehälters und einer Gasstrecke, in die noch eine zweite Biogasanlage kontinuierlich Gas einbringt, sowie dem atmenden Gasspeicher, werden zur Gasmessung zwei Gasmessvorrichtungen betrieben. 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 und wird bei Volumenströmen über $50 \text{ m}^3/\text{h}$ parallel geschaltet.

4 Ergebnisse

Zunächst wurden im Labor insgesamt 6 verschiedene Substratzusammensetzungen mit 9 verschiedenen Substraten über einen Zeitraum von jeweils ca. 3 Monaten erprobt. Die Substratvariationen mit den vielversprechendsten Ergebnissen wurden anschließend in den Versuchsbetrieb an der großtechnischen Versuchsanlage am Forschungsstandort überführt. Die ursprünglich geplanten 6 Monate großtechnischer Versuchslaufzeit für die flexible Biogasproduktion wurden auf 8 Monate erweitert, damit die Biozönose im Fermenter zwischen der Versuchsdurchführung der 3 erprobten, unterschiedlichen Substratzusammensetzungen einen Zeitraum von jeweils 4 Wochen hatte, um sich an die neuen Substrate anzupassen. Dabei wurden im landwirtschaftlichen Umfeld anfallende Substrate, wie Rinderfestmist, Getreideschrot, Zuckerrüben und Silphie (siliert) eingesetzt und mit den an Biogasanlagen weit verbreiteten Substraten Maissilage, Schweine- und Rindergülle vervollständigt. Aufgrund der mengenmäßig knappen Verfügbarkeit der im Labor eingesetzten Ackerwildkräuter und Zwischenfrüchte konnten diese nicht für den großtechnischen Betrieb genutzt werden.

Die Ergebnisse der flexiblen Biogasproduktion zeigten sowohl im Labor als auch an der großtechnischen Anlage, dass – entsprechend des unterstellten Verstromungsfahrplans, dessen wesentliches Flexibilitätskriterium eine Verstromungspause (Zeit ohne Gasbedarf, trotz fortlaufender Produktion) von 60 h über das Wochenende ist – eine deutliche Einsparung in der zur Überbrückung dieses Zeitraums erforderlichen Gasspeicherkapazität erzielt werden konnte. Dabei belegten die Versuchsergebnisse die von Mauky et al. (2017) und Mulat et al. (2016) mit anderen Substraten im großtechnischen Maßstab bereits erzielten Versuchsergebnisse und übertrafen diese hinsichtlich der erreichten Flexibilität zum Teil sogar. So konnten in den großtechnischen Versuchen durch die Verschiebung der Gasproduktion in die Verstromungszeiten an den Wochentagen im Verhältnis von bis zu 8:2 (Wochentage zu Wochenende) knapp 50 % des Gasspeicherbedarfs gegenüber einem Betrieb mit kontinuierlicher Gasproduktion eingespart werden. Wie auch durch Barchmann et al. (2016) festgestellt, würde dies eine Einsparung von bis zu 50 % der erforderlichen Investitionen in die Gasspeichererweiterung gegenüber einem Anlagenbetrieb mit kontinuierlicher Gasproduktion bedeuten.

Der betrachtete Fall einer Biogasanlage mit $500 \text{ kW}_{el} P_{bem}$ erzielte die höchste Annuität und wäre für Anlagenbetreiber die attraktivste Option.

Es stellte sich jedoch bei der Versuchsdurchführung heraus, dass die an der Anlage vorhandenen Einrichtungen für diese Aufgabe geeignet sein müssen, um den wechselnden, kurzfristigen Hochlastbetrieb durchführen zu können. Hierzu sollten insbesondere folgende Punkte überprüft werden:

- Auslegung des Einbringsystems auch für temporär große einzubringenden Stoffmengen, ggf. zusätzliche Maischverfahren
- Hinreichende Leistungsfähigkeit der Rührwerke
- Kontrolle des Überlaufs in den Nachgärbehälter zur Vermeidung von „Kurzschlussströmungen“
- Anpassung der Einstellung der Überdrucksicherung
- Intensive Kontrolle der Schaumbildung beim Einsatz von schnell abbaubaren Substraten (z. B. Getreideschrot)

Die in den Laborversuchen sowie z.T. auch in der Versuchsbiogasanlage eingesetzten Substrate unterschieden sich erwartungsgemäß hinsichtlich ihrer kinetischen Parameter in der Biogasproduktion. Aus pflanzenbaulicher Sicht ökologisch vorteilhafte Substrate wie Kleegras-Luzerne, Silphie und Wildpflanzenmischungen wiesen zwar insgesamt geringere Abbaugeschwindigkeiten auf als die Referenz Mais, dennoch konnten in allen Szenarien ähnliche Einsparungspotenziale erreicht werden. Dieses Ziel wurde durch eine entsprechende Anpassung der Fütterungsstrategie an die Kinetik des Substrates erreicht. Anhand wenig flexibel erscheinender Substrate wie Mist, heterogen abgereifte Wildpflanzensilage und anderen konnte in den durchgeführten Versuchen gezeigt werden,

dass die Flexibilisierung der Biogasproduktion im Wochengang weniger vom Substrat als vielmehr von der geschickten Planung der Fütterung abhängt.

Abbildung 4 zeigt exemplarisch die Auswertung der flexiblen Gasproduktion einer Versuchswoche mit dem oben aufgeführten Substratgemisch. Die Gasproduktion konnte von ca. 20 m³/h am Sonntag, ohne Gasbedarf zur Verstromung, auf ca. 70 m³/h (Gasproduktion am Montag) variiert werden. Mit dem Ziel, die – entsprechend der oben beschriebenen erwünschten hohen Flexibilität – 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 m³ (entspricht ca. 30 % des effektiv nutzbaren Gasspeichervolumens) eingespart werden.

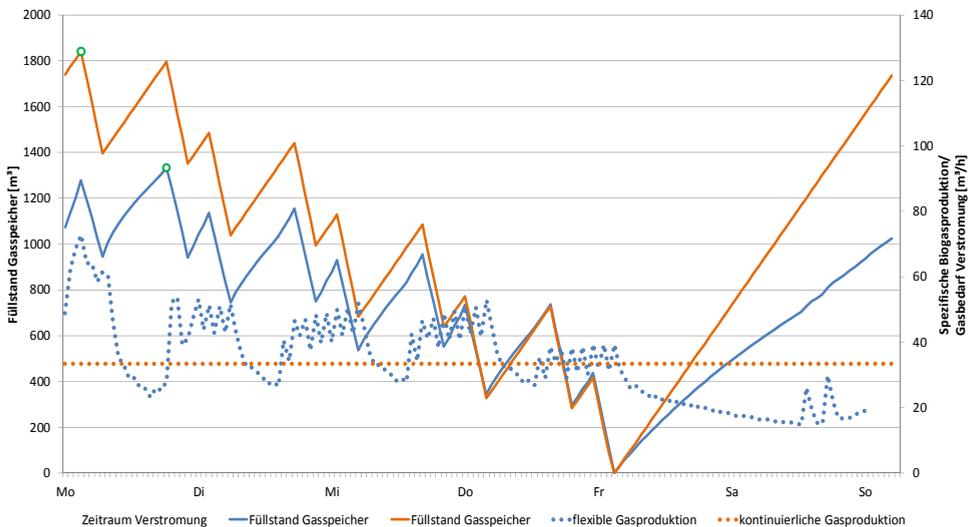


Abb. 4: Vergleich von flexibler Gasproduktion und kontinuierlicher Gasproduktion und dem benötigten Gasspeicherbedarf

5 Checkliste – flexible Gasproduktion in der Praxis

Aus den Erfahrungen aus dem Versuchsbetrieb wurde eine Checkliste erarbeitet, die kommerziellen Anlagenbetreibern bei der Umstellung auf eine flexible Gasproduktion sowie weitere Forschungsarbeiten an dem Thema unterstützen soll:

Analgentechnik

- Ist der Gasspeicher für einen flexiblen Betrieb geeignet und für den Verstromungsfahrplan ausreichend groß?
- Ist das Substratbeschickungssystem im Falle einer Substratumstellung geeignet?
- Können die verschiedenen Substrate technisch unproblematisch über denselben Feststoffdosierer zugeführt werden oder gibt es separate Dosierer?
- Ist das Beschickungssystem auch für größere Tagesmengen ausgelegt?
- Ist die Rührwerkstechnik für größere Substratstöße ausgelegt?
- Wie präzise kann der Gasspeicherfüllstand/die Gasproduktionsrate erfasst werden?
- Kann es bei hohen zugegebenen Biomasse mengen in kurzer Zeit (Stoßbelastung) zu Kurzschlussströmungen beim Überlauf in den Nachgärer kommen?

Prozessführung, Arbeitsabläufe

- Sind Stoßbelastungen möglich (nur relevant im Falle einer erwünschten Tagesflexibilität)?
- Sind verschiedene Substrate zur Erstellung eines, für die flexible Gasproduktion, optimierten Fütterungsplans vorhanden?
- Ist die Substratverfügbarkeit gewährleistet?
- Sind, abhängig vom Substratmix, Möglichkeiten zur Einbringung von Antischaummitteln vorhanden?
- Ist die Anlagenfütterung über ein Wochenprogramm steuerbar?
- Welche Möglichkeiten bestehen kontinuierlich anfallende Substrate zwischenzulagern?
- Passen die geänderten Arbeitsabläufe in das Betriebskonzept (z.B. Arbeitsspitzen unter der Woche durch höheren Monitoringaufwand – Entlastung an den Wochenenden)?

Prozesskontrolle

- Ist eine regelmäßige labortechnische Betreuung möglich?
- Wird die Gasqualität regelmäßig kontrolliert?
- Ist eine behälterindividuelle Erfassung des Biogasvolumenstroms möglich?

Wirtschaftlichkeit

- Sind mögliche Mehrerlöse durch den flexiblen Betrieb mit einem erfahrenen Stromvermarkter abgestimmt und den Kosten für die Flexibilisierung gegenübergestellt?
- Wurden Unsicherheiten bei der Erfassung des Gasspeicherfüllstands und des Gasverlagerungspotenzials berücksichtigt?
- Ist die Annuität bei einer wirtschaftlichen Abschätzung ausreichend zur Entlohnung der Arbeitskraft und Verzinsung des eingesetzten Kapitals?

Literatur

- AGEE-Stat (2019): Erneuerbare Energien in Zahlen. <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1>, Zugriff am 12.6.2019
- Barchmann, T.; Mauky, E.; Dotzauer, M.; Stur, M.; Weinrich, S.; Jacobi, H.-F.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2016): Erweiterung der Flexibilität von Biogasanlagen – Substratmanagement, Fahrplansynthese und ökonomische Bewertung. *Landtechnik* 71(6), S. 233–251
- Ganagin, W.; Loewen, A.; Hahn, H.; Nelles, M. (2014): Flexible Biogasproduktion durch technische und prozessbiologische Verfahrensanpassung. In: 8. Rostocker Bioenergieforum 2014, Universität Rostock, 19. und 20. Juni 2014, S. 79–93
- Hahn, H.; Holzhammer, U.; Gerhardt, N.; Kirchner, D.; Krautkremer, B. (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 12.6.2019
- 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. 211–220
- Holzhammer, U. A. (2015): Biogas in einer zukünftigen Energieversorgungsstruktur mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien. Dissertation, Universität Rostock
- 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 12.6.2019
- Marktpreisdaten EPEX SPOT (2016): Intra-Day-Markt 2014 bis 2016. <https://www.epexspot.com/de/marktdaten>, Zugriff am 12.6.2019
- Mauky et al. (2015): Flexible biogas production for demand-driven energy supply – Feeding strategies and types of substrates. *Bioresource Technology* 178, pp. 262–269
- Mauky et al. (2017): Demand-driven biogas production by flexible feeding in full-scale – Process stability and flexibility potentials. *Anaerobe* 46, pp. 86–95. <https://www.science-direct.com/science/article/pii/S1075996417300537>
- Mulat, D. G.; Jacobi, H. F.; Feilberg, A.; Adamsen, A. P. S.; Richnow, H.-H.; Nikolausz, M.; Kelly, R. M. (2016): Changing Feeding Regimes To Demonstrate Flexible Biogas Production: Effects on Process Performance, Microbial Community Structure, and Methanogenesis Pathways. In: *Applied and Environmental Microbiology* 82, Nr. 2, S. 438–449

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 und Substratlieferanten für die vertrauensvolle Zusammenarbeit.

Erfahrungen mit der (nachträglichen) Flexibilisierung von Biogasanlagen

VOLKER ASCHMANN

1 Hintergrund

Der grundlegende wirtschaftliche Fokus in den Jahren des Biogasbooms lag in einer kontinuierlichen Produktion und Einspeisung von Strom in das öffentliche Netz. Durch die massive Zunahme an sogenannten volatilen Energien, wie Photovoltaik und Windkraft, ergaben sich jedoch immer mehr Probleme mit der Netzstabilität, sodass eine Neuausrichtung hin zu einer flexiblen Stromeinspeisung unabdingbar wurde. Die Biogastechnologie ist im Bereich der erneuerbaren Energien eine der wenigen Techniken, die diese Flexibilisierung leisten kann und so wurde mit der Flexibilitätsprämie ein Anreiz für bestehende Anlagen geschaffen, in diese Form der Stromerzeugung zu wechseln.

Jedoch wurde der Ausbau bereits im Vorfeld im Biomassebereich auf 1.350 MW begrenzt. Dies führte im letzten Jahr zu einer erheblichen Verunsicherung in der Projektplanung, da bei Erreichung des „Flexdeckels“ die Flexibilitätsprämie entfallen würde, was für viele Projekte das wirtschaftliche „Aus“ bedeuten würde. Die Unsicherheit spiegelt sich auch in den aktuellen Zahlen beim Zubau wider (Tab. 1), der zu Beginn dieses Jahres eine erhebliche Rücknahme verzeichnet, da eine erfolgreiche Realisierung nicht mehr gegeben war.

Um hier wieder Planungssicherheit zu schaffen, wurde der „Flexdeckel“ umgestaltet. Jetzt besteht nach Erreichen der Zubaugrenze eine Frist von 16 Monaten, in der die bereits begonnenen Flexibilisierungsprojekte noch fertiggestellt werden können. Allerdings wurde der „Flexdeckel“ im selben Zug von 1.350 auf 1.000 MW abgesenkt. Laut aktuellen Zahlen der Bundesnetzagentur waren im März 2019 knapp 957 MW an Zubau gemeldet, was darauf schließen lässt, dass die Grenze in den nächsten Monaten erreicht sein und damit die 16-Monate-Frist beginnen wird. Somit bleibt für die Planung und Realisierung neuer Flexibilisierungsvorhaben nicht mehr viel Zeit, da der Zeitrahmen sehr begrenzt ist (Kap. 3).

Wie wichtig jedoch eine konsequente Flexibilisierung der bestehenden Anlagenkapazitäten ist, zeigt eine Studie der E-Bridge Consulting GmbH (2019). Laut dieser Studie können durch die netzdienliche Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen die Kosten für den Netzausbau bis 2035 um ca. 20 Mrd. Euro gesenkt werden. Biogasanlagen können dazu einen nicht unerheblichen Teil leisten. Dies kann jedoch nur gelingen, wenn eine konsequente Flexibilisierung stattfindet, der momentan bestehende „Flexdeckel“ beseitigt und für die Biogasbranche ein wirtschaftliches Fortbestehen nach dem Ende der EEG-Vergütung zugesichert wird.

Tab. 1: Stand der Inanspruchnahme des „Flexdeckels“ von 1.000 MW (Bundesnetzagentur 2019)

Meldemonat	Biomasse		
	Zubau Biomasseanlagen [kW]	davon Biomasseanlagen außerhalb der EEG-Ausschreibungen [kW] ¹⁾	Summe der flexibel bereitgestellten zusätzlich installierten Leistung im Rahmen der Flexibilitätsprämie nach § 50b EEG [kW] ²⁾
August 2014 - Dezember 2018			920.015
Januar 2019	1.606	1.606	21.089
Februar 2019	9.440	6.815	8.577
März 2019	3.680	3.680	7.024
April 2019			
Mai 2019			
Juni 2019			
Juli 2019			
August 2019			
September 2019			
Oktober 2019			
November 2019			
Dezember 2019			
Summe	11.046	8.421	956.705

1) Teilwert wird für das Ausschreibungsvolumen nach § 28 Abs. 3a EEG benötigt. Im Tabellenblatt „Biomasse“ können diese Werte folgendermaßen gefiltert werden: Meldedatum der EEG-Anlage nach Meldemonat; Bestandsanlage, Duplikatenverdacht oder Verdacht auf fehlerhafte Meldung = leere.

2) Wert wird für den Förderdeckel zur Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen (1.000 MW) benötigt. Im Tabellenblatt „Flexibilitätsprämie“ können diese Werte folgendermaßen gefiltert werden: Datum der Inbetriebnahme der Leistungserhöhung nach Meldemonat; Bestandsanlage, Duplikatenverdacht oder Verdacht auf fehlerhafte Meldung = leere.

2 Grundlegende Überlegungen

Am Beginn der Flexibilisierung steht immer die Überlegung inwieweit soll flexibilisiert werden, d. h. wie hoch wird überbaut. In der Regel ist eine höhere Überbauung (4-Fach) rein wirtschaftlich einer geringeren Überbauung vorzuziehen, da hier die Gesamterlöse wesentlich höher sind. Dies hat eine Studie des DBFZ eindeutig gezeigt (Dotzauer et al. 2017). Es setzt jedoch eine Speicherkapazität für das Biogas von mindestens 12 h voraus. Viele Anlagen fallen damit in die Störfallverordnung (ab 10.000 kg bzw. ca. 7.500 m³ Biogas), was einen organisatorischen Mehraufwand und höhere Investitionskosten bedeutet, was viele Anlagenbetreiber scheuen. Dafür ist die höhere Überbauung und die damit verbundene geringere Einsatzzeit der BHKW vorteilhaft, wenn es um die Weiterentwicklung der Anlage nach der EEG-Laufzeit geht, da hier noch Restlaufzeiten vorhanden sind, die sich bei der Ausschreibung positiv auf den anzubietenden Preis auswirken (Welteke-Fabricius 2018).

Trotzdem sollte bei der Flexibilisierung die Gesamtanlage betrachtet werden. Hier spielen neben den wirtschaftlichen Gesichtspunkten auch die Bereitschaft und die

arbeitswirtschaftlichen Möglichkeiten des Anlagenbetreibers eine Rolle. So ist eine generelle Empfehlung schwierig, da der optimale Flexibilisierungsgrad jeder Anlage unterschiedlich sein kann. Es empfiehlt sich deshalb vor Projektbeginn eine ausgiebige Beratung und eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchführen zu lassen.

3 Genehmigungsverfahren

Nach den Grundüberlegungen zur technischen Machbarkeit und zur Wirtschaftlichkeit erfolgt im nächsten Schritt die Einholung der Einspeisezusage vom Netzbetreiber und die behördliche Genehmigung sowie die Suche nach einem passenden Direktvermarkter und der Beginn des erforderlichen Umbaus der Anlage. Hier kommt es teilweise schon zu den ersten Schwierigkeiten, da die Einspeisezusage durch den Netzbetreiber unter Umständen mit einem Netzausbau verknüpft ist, der, wie in der aktuellen Praxis bereits geschehen, bis zu 24 Monate dauern kann. Auch die Wartezeiten für die Lieferung von Flex-BHKW kann mehrere Monate in Anspruch nehmen. Dies ist bei der Planung mit zu berücksichtigen und kann, wenn der „Flexdeckel“ erreicht ist und die 16-Monate-Frist bereits läuft, ein Ausschlusskriterium sein.

Als nächster Schritt erfolgt das eigentliche Genehmigungsverfahren, das je nach Flexibilisierungsgrad zwischen 3 und 12 Monaten dauern kann. Ein exemplarischer Ablauf der Genehmigung ist in Abbildung 1 dargestellt.

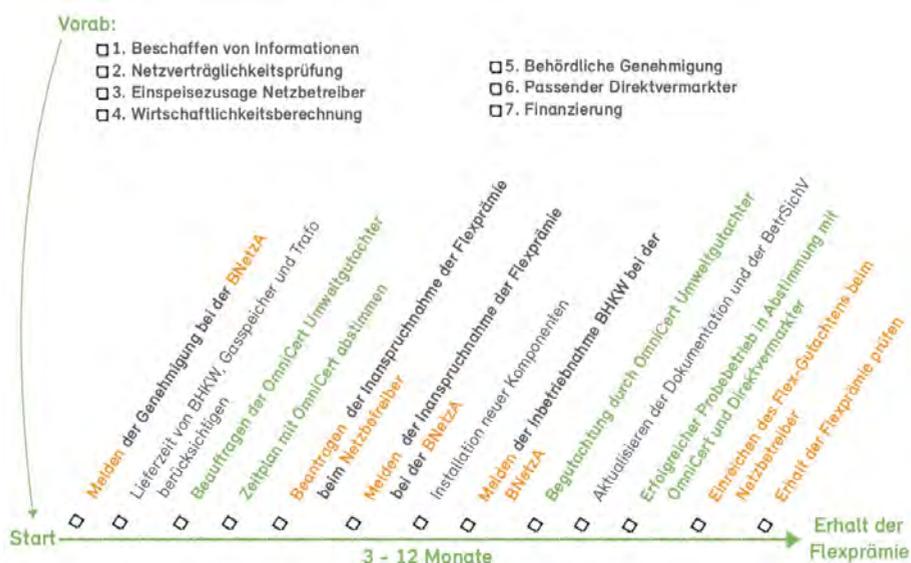


Abb. 1: Zeitlicher Ablauf des Genehmigungsverfahrens nach Omnicert Umweltgutachter GmbH

Kernpunkt des Genehmigungsverfahrens ist der dreitägige Probebetrieb, der in Absprache mit dem Direktvermarkter und dem Umweltgutachter eine bedarfsgerechte Stromerzeugung („Doppelhöckerkurve“) mit Volllastbetrieb und Stillstandzeit simuliert, um einerseits die Ein- und Ausspeicherkapazität des Gasspeichers zu erfassen und andererseits die Mehrerlöse, die am Spotmarkt zu erzielen sind, zu ermitteln. In den Abbildungen 2 und 3 sowie Tabelle 2 sind beispielhaft Auszüge aus dem Probebetrieb für das Gutachten zur Flexibilitätsprämie dargestellt. Das Gutachten wurde erstellt von der Omnicert Umweltgutachter GmbH.

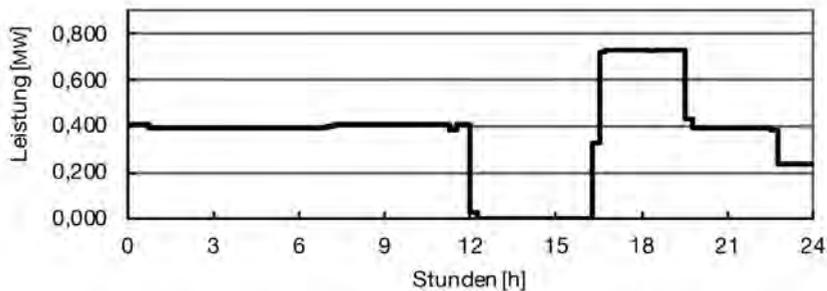


Abb. 2: Einspeicherkapazität des Gasspeichers: 4,25 h von 20 % auf 80 %

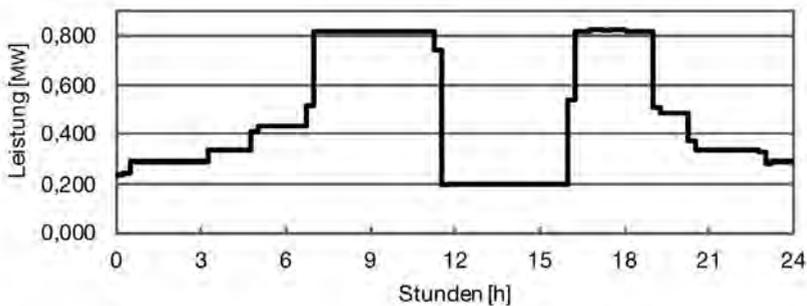


Abb. 3: Ausspeicherkapazität des Gasspeichers: 4,25 h von 90 % auf 30 %

Tab. 2: Im Probetrieb erzielte Mehrerlöse am Spot-Markt (installierte Leistung: 850 kW; Bemessungsleistung: 350 kW)

Uhrzeit	Spotpreis [€/MWh]	Arbeit [MWh]	Stromerlöse [€]	
00:00 - 01:00	26,90	0,288	7,74	
01:00 - 02:00	25,12	0,288	7,22	
02:00 - 03:00	24,12	0,288	6,93	
03:00 - 04:00	22,04	0,287	6,33	
04:00 - 05:00	18,37	0,287	5,28	
05:00 - 06:00	22,09	0,287	6,35	
06:00 - 07:00	23,35	0,287	6,71	
07:00 - 08:00	28,76	0,287	8,25	
08:00 - 09:00	36,63	0,777	28,46	
09:00 - 10:00	40,46	0,821	33,20	
10:00 - 11:00	45,85	0,811	37,18	
11:00 - 12:00	49,80	0,288	14,33	
12:00 - 13:00	51,36	0,287	14,76	
13:00 - 14:00	51,74	0,287	14,86	
14:00 - 15:00	51,92	0,287	14,90	
15:00 - 16:00	53,22	0,287	15,28	
16:00 - 17:00	56,62	0,347	19,63	
17:00 - 18:00	56,92	0,554	31,51	
18:00 - 19:00	61,64	0,823	50,75	
19:00 - 20:00	59,44	0,486	28,87	
20:00 - 21:00	52,75	0,337	17,78	
21:00 - 22:00	51,90	0,337	17,49	
22:00 - 23:00	51,38	0,337	17,31	
23:00 - 24:00	49,96	0,337	16,84	
00:00 - 24:00			427,95	Erlöse bei bedarfsgerechtem Betrieb
	Ø	Ø		
00:00 - 24:00	42,18	0,404	409,19	Erlöse bei einheitlichem Betrieb
Differenz			18,76	täglicher Mehrerlös

4 Technische Voraussetzungen

Für eine erfolgreiche Flexibilisierung sind viele Faktoren zu berücksichtigen. Bevor das Genehmigungsverfahren angesetzt wird, muss das gesamte Anlagenkonzept überdacht und analysiert werden. Hier stehen vor allem technische Überlegungen im Vordergrund, die im Folgenden kurz beschrieben werden.

4.1 Peripherie

Ein wichtiger Punkt, der zu beachten ist, ist der Netzzugangspunkt. Viele Anlagen benötigen einen neuen Stromtrafo, um die höhere Leistung einspeisen zu können, oder sie müssen an einem weiter entfernten Zugangspunkt (Mittelspannungsnetz) einspeisen.

Je nachdem wie hoch die Überbauung ausfällt, ist eine Erneuerung bzw. Ertüchtigung der gesamten Gasführung nötig. Dazu ist zu überprüfen, ob die Gasleitungsquerschnitte für die maximal zu verstromende Gasmenge ausgelegt ist (Grantner und Westermaier 2014). Auch sind die Gaskühlung und die Entschwefelung diesbezüglich anzupassen. In der Regel wird der Zubau eines aktiven Kühlsystems mit nachgeschalteter Feinentschwefelung angeraten.

4.2 Gasspeicher

Neben dem BHKW kommt dem Gasspeichersystem eine besondere Bedeutung zu. Der Grad der Flexibilisierung hängt im Wesentlichen von dem zur Verfügung stehenden Biogasspeichervolumen ab. Hier werden in der Praxis noch die häufigsten Fehler bei der Planung gemacht, da das rechnerisch zur Verfügung stehende Gasspeichervolumen (Bruttovolumen) sehr stark von dem tatsächlich zur Verfügung stehenden Volumen (Nettovolumen) abweichen kann. Hinzu kommt, dass ein genauer Gasspeicherfüllstand sehr schwierig zu erfassen ist. Vor allem im unteren Bereich des Füllstandes haben viele Messsysteme hohe Unsicherheiten (Sonnleitner et al. 2013). So gibt es gerade bei knapp bemessenen Gasspeichervolumina die Problematik, dass der Nachweis des 4-Stunden-Volllastbetriebes Schwierigkeiten bereiten kann, da es keine Reserven gibt. Ebenso gibt es Probleme mit einem ungewollten Anspringen der Gasfackel bzw. der Überdrucksicherung, da sich das Gas bei plötzlicher Sonnenbestrahlung um bis zu 30 % ausdehnen kann (Reinelt 2018).

Eine weitere technische Herausforderung stellt die komplette Nutzung des gespeicherten Gases dar. Zur vollständigen Nutzung des Gases aus verschiedenen, zusammenhängenden Speichern bedarf es einer gewissen Druckkaskade, da sonst nur der erste Speicher vollständig entleert wird und dann womöglich die Unterdrucksicherung anspringt, bevor der nächste Speicher genutzt werden kann. Diese Druckkaskade kann nur in Doppelmembranspeichern mit einem verstellbaren Gasgebläse sicher aufgebaut werden. In einschaligen Gasspeichern ist dieses nur schwer zu realisieren. Hierauf ist bei der Überlegung, welches Gasspeichersystemen vorhanden ist bzw. welches zugebaut werden soll, zu achten. Zudem schreibt die in 2019 veröffentlichte Technische Regel für Anlagensicherheit (TRAS 120) vor, dass nur noch zweischalige Gasspeichersysteme verbaut werden dürfen.

Eine sinnvolle Ergänzung könnte ebenso der Zubau eines externen Gasspeichers sein. Diese halbkugelförmigen Gasspeicher haben den großen Vorteil, dass hier zum einen bereits gereinigtes Gas gespeichert wird und zum anderen die Möglichkeit besteht, den Gasfüllstand exakt zu erfassen und die Entnahme besser zu kontrollieren. Dadurch lassen sich längere Ruhezeiten realisieren und damit die Möglichkeit, eine bessere Vergütung der Verstromung zu Zeiten hoher Preise an der Börse zu erzielen.

4.3 BHKW

Das Herzstück der Flexibilisierung bleibt nach wie vor das BHKW. Moderne Flex-BHKW sind von Werk her auf die Anforderungen des Flexbetriebes ausgelegt. Dazu gehören die Möglichkeiten der Vorwärmung und Vorschmierung des Motors vor dem Start sowie eine dem Start-Stopp-Betrieb angepasste Steuerung. In gewissen Grenzen ist bei einigen BHKW auch eine verbesserte Teillastfähigkeit erzielt worden, jedoch sollte diese Teillast

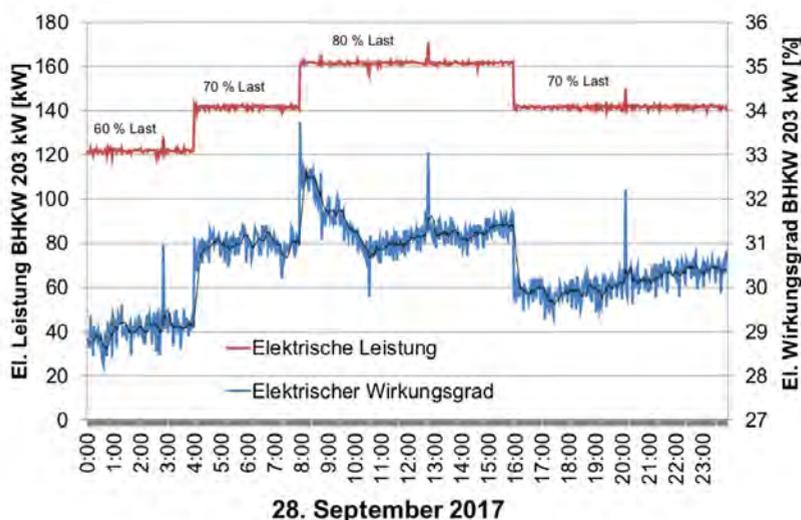


Abb. 4: Auswirkung des Teillastbetriebes auf den elektrischen Wirkungsgrad (Tappen et al. 2018)

nicht unter 80 % der Volllast auf längere Sicht gefahren werden, da hier die Wirkungsgradverluste (Abb. 4) und der damit verbundene Mehrbedarf an Substrat die durch die flexible Fahrweise erzielbaren Mehreinnahmen mehr als aufbrauchen können (Aschmann et al. 2015).

Auch hier ist wieder zu beachten, dass größere BHKW aufgrund des besseren elektrischen Wirkungsgrades, des niedrigeren Preises pro Leistungseinheit, den damit verbundenen günstigeren Wartungskosten und der generell längeren Standzeit durch geringere Laufzeiten gegenüber einem kleineren BHKW erhebliche Vorteile mit sich bringen.

Wichtig in diesem Zusammenhang ist die Wartung des BHKW. Ein Wartungsvertrag mit dem Hersteller sollte in jedem Fall vorgesehen werden, da durch eine professionelle Wartung der Verschleiß und damit die Instandhaltungskosten und die Wirkungsgradverluste über die Betriebsdauer positiv beeinflusst werden können (Aschmann und Effenberger 2012).

Ein kritischer Punkt bleibt im Bereich des Abgastraktes noch bestehen. Durch den Start-Stopp-Betrieb mit längeren Abkühlphasen erfolgt auch im Abgastrakt eine Kondensatbildung, die – wenn keine ausreichende Entschwefelung stattgefunden hat – zu erheblichen Korrosionsproblemen führen kann. Deshalb ist bereits bei der Planung großes Augenmerk auf eine ausreichende Gaskühlung und Entschwefelung zu legen, um hierdurch die Problematik zu minimieren.

Es bleibt noch zu erwähnen, dass beim Kauf eines neuen BHKW darauf zu achten ist, dass eine Vorrichtung zur Installation eines SCR-Kats mit Einspritzung von Harnstofflösung (Ad-Blue) bereits am BHKW mit dabei sein sollte. Nach der im vergangenen

Jahr herausgekommen (momentan noch nicht in Kraft getretenen (Stand Mai 2019)) 44. BImSchV (2018) ist bei BHKW, die ab dem 20.12.2018 in Betrieb genommen wurden, die Einhaltung des Emissionsgrenzwertes im Abgas von $100 \text{ mg NO}_x/\text{m}^3$ ab 2023 vorgeschrieben. Dies ist nach dem Stand der heutigen Technik nur mit der Einspritzung von Ad-Blue und einem nachgeschalteten SCR-Kat möglich. Um einen kostspieligen nachträglichen Umbau des gesamten BHKW-Abgastraktes zu umgehen, sollte dies bereits beim Kauf mitberücksichtigt werden.

4.4 Wärmeverwertung

Eine effektive Wärmeverwertung hat für den wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage eine immer größere Bedeutung, vor allem, wenn nach der EEG-Vergütung eine Ausschreibung angestrebt wird. Je nach Flexibilisierungsgrad wird der Zubau eines Wärmepufferspeichers unerlässlich. Bei Stillstand des BHKW über mehrere Stunden kühlen die Fermenter in der Regel nur geringfügig ab, sodass eine zusätzliche Wärmezufuhr nicht nötig ist. Nur bei einem hohen Einsatz an Gülle kann sich dies im Winter negativ auswirken. Wenn eine kontinuierliche Wärmeauskoppelung für Vertragskunden vorgesehen ist, muss die nötige Wärme in den Zeiten des BHKW-Stillstandes zwischengespeichert werden. Hierfür sind bereits Systeme auf dem Markt, die es ermöglichen die produzierte Wärme bedarfsgerecht und kostengünstig zu speichern (FNR 2018).

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen ist ein sehr wichtiger Bestandteil der Energiewende und kann helfen, die in Zukunft immer höher werdenden Stromschwankungen durch volatile Energien auszugleichen. Hierzu ist es jedoch immens wichtig, dass die Bestandsanlagen eine konsequente und nachhaltige Flexibilisierung durchführen. Dazu ist eine Planungssicherheit unabdingbar.

Durch den festgelegten „Flexdeckel“, der im Laufe der ersten Jahreshälfte 2019 erreicht sein wird, kommt der Zubau an flexibler Leistung in kürzester Zeit zum Erliegen, was dazu führen wird, dass viele Anlagen nicht mehr flexibilisieren werden und somit auch ein Fortbestehen des Anlagenbestandes gefährdet wird. Es ist zu hoffen, dass sich in diesem Bereich eine Lösung zur Weiterentwicklung dieser für das Gelingen der Energiewende wichtigen Technologie finden wird.

Literatur

44. BImSchV (2018): Verordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen in der Fassung von 14.12.2018
- Aschmann, V.; Effenberger, M. (2012): Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades Biogas betriebener BHKW über die Betriebsdauer. Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung, Freising
- Aschmann et al. (2015): Direktvermarktung III – Bedarfsorientierte Stromerzeugung. In: Biogas Forum Bayern Nr. V – 22/2015, Hg. ALB Bayern e.V., <http://www.biogas-forum-bayern.de/media/files/0002/Direktvermarktung-III-Bedarfsorientierte-Stromerzeugung.pdf>, Zugriff am 05.05.2019
- Bundesnetzagentur (2019): Veröffentlichung der EEG-Zubauwerte – 03/2019. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_RegDaten_FoerdSaetze.html, Zugriff am 06.05.2019
- Dotzauer, M.; Kornatz, P.; Siegismund, D. (2017): Bewertung von Flexibilisierungskonzepten für Bioenergieanlagen: Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für sieben Anlagenbeispiele. Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), Leipzig
- E-Bridge Consulting GmbH (2019): Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen: Kurzstudie im Auftrag von innogy SE, EWE NETZ GmbH, Stadtwerke München Infrastruktur GmbH, https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/02/20190212_Studie-E-Bridge_Vorteil_netzdienlicher-Flexibilität_final.pdf, Zugriff am 30.04.2019
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hg.) (2018): Flexibilisierung von Biogasanlagen: Biogas bedarfsgerecht nutzen. Leipzig
- Grantner, T.; Westermaier, T. (2014): Sichere, flexible Strom- und Wärmeerzeugung. Biogas Journal: Sonderheft Anlagensicherheit 2014, S. 14–16
- Reinelt, T. (2018): Vermeidung betriebsbedingter Methanemissionen aus Über-/Unterdrucksicherungen (ÜUDS) durch Maßnahmen des Biogasspeichermanagements. 50. Biogassachtagung Thüringen am 07.11.2018, Erfurt
- Sonnleitner, L. et al. (2013): Technische Anforderungen an Biogasanlagen für die flexible Stromerzeugung. In: Biogas Forum Bayern Nr. IV – 12/2013, Hg. ALB Bayern e.V., https://www.biogas-forum-bayern.de/De/Fachinformationen/AnlagenteileAnlagentechnik/flexibilisierung-gasspeicher-gasstrecke_technischeanforderungenflexiblestromerzeugung.html, Zugriff am 15.04.2019
- Tappen, S.; Schober, J.; Lichti, F. (2018): Einrichtung und Erprobung des Intervallbetriebs der Biogasanlage an der Versuchsstation Grub. Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung, Freising
- TRAS 120 (2019): Sicherheitstechnische Anforderungen an Biogasanlagen in der Fassung vom 15.03.2019
- Welteke-Fabricius, U. (2018): Biogas-Flexibilisierung: Fadenriss verhindern - Flexibilisierung optimieren. Netzwerk Flexibilisierung für KWK, https://www.kwk-flexperten.net/dl/9decab266b922ebf44292db6a46b156d/2018-10-15_OptiFlex.pdf, Zugriff am 03.05.2019

Flexibilisierung mit gezieltem Einsatz von Zuckerrüben

MARIAN KAZDA, KERSTIN MAURUS, SHARIF AHMED

1 Einleitung

Die Flexibilisierung der Biogasproduktion stellt technische und biologische Herausforderungen an die Anlagen. Mit zunehmender Überbauung muss eine entsprechend hohe Menge an Biogas zeitgerecht zur Verstromung bereitstehen. Damit geht eine Vergrößerung der Speicherkapazitäten einher, wobei entsprechende räumliche, technische und genehmigungsrechtliche Aspekte zu berücksichtigen sind. Begleitend zu diesem Klärungsbedarf stellt sich die Frage, inwieweit durch ein Substrat- und Fütterungsmanagement der Speicherzubau begrenzt bzw. vermieden werden könnte. Aus diesem Grund werden verschiedene umfassende Forschungsarbeiten zu diesem Thema durchgeführt (Mulat et al. 2016, Zealand et al. 2017).

Für eine zeitlich vorhersehbare Biogasproduktion eignen sich insbesondere Substrate, die einen hohen Anteil an (anaerob) schnell abbaubaren Stoffen beinhalten und dadurch eine entsprechende Abbaukinetik aufweisen. Unter den aktuell in Deutschland verwendeten landwirtschaftlichen Energiepflanzen ist die Zuckerrübe am besten geeignet, auch wenn sie einen relativ geringen Anteil von etwa 3 % an den Bioergiesubstraten in Deutschland hat.

Das an der Universität Ulm laufende FNR-Projekt FLEXIZUCKER (FKZ 22402115) untersucht verschiedene Fragen der Flexibilisierung mittels Zuckerrübensilage. In diesem Beitrag werden folgende Fragestellungen vorgestellt:

- In wie hohen Anteilen (zur Maissilage) kann die Zuckerrübe zugeführt werden, ohne die Prozessstabilität zu gefährden?
- Mit welchem zeitlichen Vorlauf ist die Zuckerrübensilage in den Fermenter einzubringen, um termingerecht hohe Biogasmengen zu produzieren und wie ist der Eintrag der Zuckerrübensilage zeitlich aufzuteilen?

2 Methoden

Die obigen Fragestellungen wurden in zwei mehrmonatigen kontinuierlichen Gärversuchen bearbeitet. Die Versuche wurden jeweils in vier parallel betriebenen kontinuierlichen Durchflussfermentern mit einem Gesamtvolumen von zwölf Litern durchgeführt. Die Substratzufuhr wurde durch einen zeitlich gesteuerten Schneckeneintrag (Maissilage) bzw. durch Peristaltikpumpen (Zuckerrübensilage) sichergestellt (Ahmed und Kazda 2017).

Im Versuch 1 „Flexibler Anteil“ wurde mit verschiedenen Mischungen Maissilage/Zuckerrübensilage (1/0, 6/1, 3/1, 1/3 auf oTS-Basis) bei einer Raumbelastung von $2,0 \text{ kg oTS m}^{-3} \text{ d}^{-1}$ gearbeitet. Nach dem Erreichen des Gleichgewichts im Fermentationsprozess wurde nach einigen weiteren Wochen die automatische stündliche Substratzufuhr nur für die Maissilage als Grundsubstrat fortgeführt und die Zuckerrübensilage zweimal täglich als eine einmalige Gabe eingebracht.

Im zweiten Gärversuch „Vorlauf“ sollte die Frage geklärt werden, mit welchem zeitlichen Vorlauf die Zufuhr an schnell verfügbaren Kohlenhydraten zu erfolgen hat und wie diese zeitlich aufzuteilen ist, um termingerecht über eine gesteigerte Methanproduktion zu verfügen. Für diesen Versuch wurde für alle vier Fermenter die gleiche Mischung auf oTS-Basis von Maissilage/Zuckerrübensilage im Verhältnis 3 zu 1 gewählt. Im Kontrollfermenter CF1 erfolgte die Zufuhr beider Substrate stündlich, während in den anderen drei die Gabe an Zuckerrübensilage im Abstand von 12 Stunden entweder einmalig (Fermenter 2) oder zwei- bzw. dreistündlich (Fermenter 3 bzw. 4) zugeführt wurde.

Während der gesamten Versuche wurden die Biogasmengen (Miligascounter, Ritter GmbH) und Methankonzentrationen (Bluesense GmbH) in fünf- bzw. zehnminütigen Intervallen individuell für jeden Laborfermenter aufgezeichnet, um eine hochauflösende Auswertung zu ermöglichen.

3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 Welchen Anteil an flexibel produziertem Biogas kann die Zuckerrübe übernehmen?

Wie die Abbildung 1 zeigt, erfolgt unmittelbar nach der Zufuhr der Zuckerrübensilage ein Anstieg der Biogas- und Methanbildungsraten. Die Methanbildungsrate verhält sich ähnlich wie die Biogasbildungsrate, zeigt jedoch deutlich kleinere Peaks. Während für die Fermenter CF2 und CF3 nur geringe Amplituden zu beobachten sind, liegt bei Fermenter CF4 die Methanbildungsrate vor der Zuckerrübenzufuhr um mindestens $0,1 \text{ l}_N \text{ hr}^{-1}$ tiefer als in den anderen Fermentern. Nach der Zugabe der Zuckerrübensilage bildet sich über einen Zeitraum von circa zwei Stunden ein Produktionspeak mit einer maximalen Methanbildungsrate von $0,45\text{-}0,55 \text{ l}_N \text{ hr}^{-1}$. Auffällig ist auch, dass die Biogas- und Methanbildungsraten für den Fermenter CF4 zwischen den Peaks deutlich absinken und damit in diesem Zeitraum geringere Produktionsraten aufweisen als die anderen Fermenter.

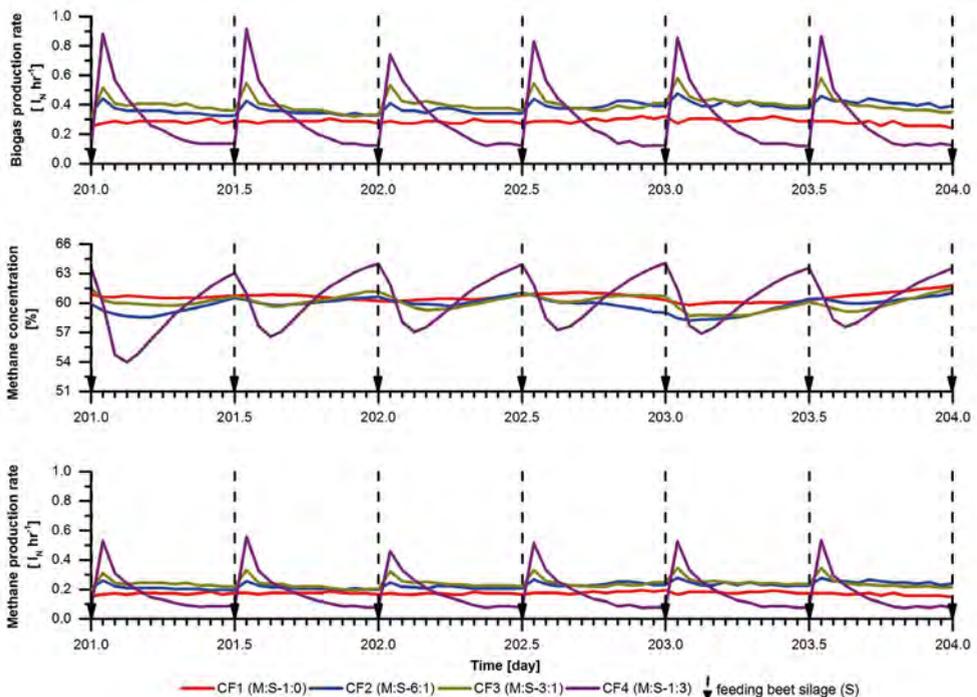


Abb. 1: Verlauf der Biogasbildungsraten (a) und der Methankonzentrationen (b) und der daraus errechneten Methanproduktionsraten (c) bei einer Zufuhr der Zuckerrübensilage alle 12 Stunden bei steigenden Anteilen der Zuckerrübensilage (Raumbelastung bei allen Fermentern $2 \text{ kg oTS m}^{-3} \text{ d}^{-1}$), Fermenter CF1 wurde als Kontrollfermenter ohne Zuckerrübe betrieben. Die Maissilage wurde bei allen Fermentern stündlich zugeführt. © Ahmed

Die Biogas- und Methanerträge unterscheiden sich zwischen den Fermentern CF1, CF2 und CF3 kaum und liegen im Bereich der theoretischen Erträge. Signifikant niedrigere Werte lieferte jedoch langfristig der Fermenter CF4, welcher den höchsten Anteil an Zuckerrübe erhielt (Tab. 1).

Tab. 1: Tageweise berechnete mittlere spezifische Biogas- und Methanerträge sowie Methankonzentrationen (Standardfehler des Mittelwertes in Klammern, unterschiedliche Buchstaben hinter den Mittelwerten zeigen signifikante Unterschiede bei $p < 0,05$; n zeigt Anzahl der 12-h-Perioden mit stoßweiser Zufuhr der Zuckerrübensilage in Fermentern CF2, CF3 und CF4)

Fermenter	n	Spezifischer Biogasertrag	Spezifischer Methanertrag	Methankonzentration
		$\text{I}_N \text{ kg}^{-1} \text{ oTS}$	$\text{I}_N \text{ kg}^{-1} \text{ oTS}$	%
CF1 (M:S-1:0)	35	546 ^a (8)	330 ^a (5)	60,3 (0,4)
CF2 (M:S-6:1)	32	564 ^a (11)	349 ^a (6)	61,4 (0,3)
CF3 (M:S-3:1)	32/28	545 ^a (10)	336 ^a (5)	62,2 (0,5)
CF4 (M:S-1:3)	25	479 ^b (12)	285 ^b (7)	60,1 (0,2)

Die signifikant niedrigeren Erträge bei den höchsten Anteilen an Zuckerrübensilage lassen sich sehr gut durch eine Prozessüberlastung erklären. Während bei der kontinuierlichen stündlichen Zufuhr beider Substrate keine Stabilitätsprobleme auftraten, brachte im Fermenter CF4 die Zufuhr der Zuckerrübe zweimal pro Tag mit einem Anteil von 75 % an der Gesamt-oTS nach einigen Wochen die Fermenterbiologie aus dem Gleichgewicht (Abb. 2). Auch wenn die FOS/TAC-Werte nach einem Einstellen der gesamten Substratzufuhr auf ein niedriges Niveau abnahmen, hatte die Wiederaufnahme der Zuckerrübenzufuhr zu einer erneuten Destabilisierung geführt. Auch nachfolgende Versuche (nicht dargestellt) bei einem verringerten Zuckerrübenanteil (oTS-Verhältnis zur Maissilage mit 1:1) konnten die Prozessstabilität nicht wiederherstellen.

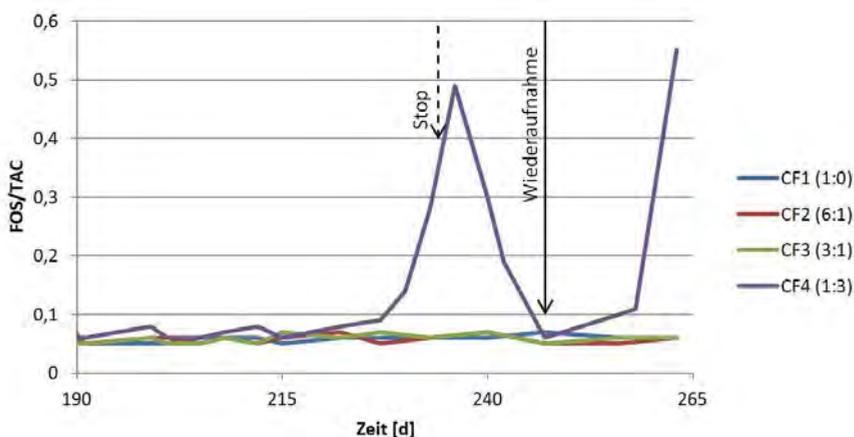


Abb. 2: Verlauf der FOS/TAC-Werte nach dem Einsetzen der stoßweisen Zufuhr der Zuckerrübensilage in den Fermentern CF2, 3 und 4. Pfeile markieren das Einstellen der Substratzufuhr im Fermenter CF4 sowie die Wiederaufnahme nach dem Rückgang der FOS/TAC-Werte. (© Maurus)

Als Ergebnis dieses Versuches bleibt festzuhalten, dass Anteile an Zuckerrübensilage von über 50 % an Gesamt-oTS bei einer stoßweisen Substratzufuhr zu Prozessinstabilitäten führen können, und dies auch bei einer relativ niedrigen Raumbelastung von $2,0 \text{ kg oTS m}^{-3} \text{ d}^{-1}$. Demgegenüber zeigte die Mischung Maissilage/Zuckerrübensilage von 3/1 auf oTS-Basis sehr gute Erträge bei einem langfristig stabilen Prozess. Diese im Langzeitexperiment getestete substratbasierte Flexibilisierung mit stündlicher Zufuhr der Grundsubstrate (hier Maissilage) und einer bedarfsgerechten Einbringung des Spitzenlastsubstrates Zuckerrübensilage alle 12 Stunden würde für die meisten Biogasanlagenbetreiber ohne große technische Anpassungen umsetzbar sein.

3.2 Mit welchem Vorlauf soll die Zuckerrübe zugeführt werden?

Der zweite Gärversuch „Vorlauf“ sollte den zeitlichen Vorlauf und die Aufteilung der Zufuhr der Zuckerrübensilage untersuchen. Alle Fermenter wurden bei identischer Raumbelastung von $2,0 \text{ kg oTS m}^{-3} \text{ d}^{-1}$ und mit einem oTS-Verhältnis zwischen Mais- und Zuckerrübensilage von 3:1 betrieben. Zuerst wurden alle Fermenter einheitlich mit beiden Substraten stündlich beschickt. Nach dem Erreichen des Prozessgleichgewichts wurde der Kontrollfermenter (CF1, Abb. 3 a) weiterhin so betrieben, während bei den anderen drei Fermentern (Abb. 3 b bis d) die Zuckerrübensilage auf einmal zudosiert (b) bzw. in zwei (c) oder drei (d) gleiche Gaben aufgeteilt und in Stundenintervallen eingebracht wurde.

Die Versuchsfermenter simulieren somit eine kontinuierlich betriebene Biogasanlage und die drei Versuchsvarianten eine andere, die – flexibel geführt – die Zuckerrübensilage als Spitzenlastsubstrat verwendet. In allen flexibel geführten Fermentern steigen unmittelbar nach der Zufuhr der Zuckerrübensilage die Biogas- und Methanbildungsraten an. Die zeitlich gestaffelte Zuckerrübenabgabe (Abb. 3 c und d) führt ebenso zu entsprechenden Produktionsspitzen. Die Biogasbildungsraten und die Methanbildungsraten sind im Verlauf identisch, obgleich die Ausschläge bei letzteren etwas gedämpfter sind.

Die obigen Darstellungen zeigen Mittelwerte aus einer Vielzahl von Messungen, die Daten aus 187 bis 206 zwölfstündiger Produktionsperioden enthalten. Bei allen Fermentern waren keine Prozessstörungen zu beobachten ($\text{FOS/TAC} < 0,1$). Wie aus Abbildung 3 ersichtlich, steigen die Biogas- und Methanbildungsraten unmittelbar nach jeder Dosis der Zuckerrübensilage an. Besonders wichtig für eine termingerechte Stromproduktion ist der Umstand, dass auch die Methanproduktion ohne Verzögerung einsetzt. Dieser positive Effekt der stoßweisen Zuckerrübenzufuhr wurde nicht nur in Mischungen mit Maissilage, sondern auch mit langsamer abbaubaren Substraten wie der Grassilage festgestellt (Ahmed und Kazda 2017).

Die zeitlichen Unterschiede zwischen den jeweiligen Fütterungsmodi geben Anhaltspunkte für den flexiblen Betrieb von Biogasanlagen auf der Basis von Zuckerrübensilage: Werden die Produktionsspitzen nur kurzzeitig abverlangt, reicht eine einmalige Gabe (Abb. 3 b). Soll über längere Zeiträume Spitzenlaststrom produziert werden, ist die Zuckerrübenzufuhr über diesen Zeitraum entsprechend aufzuteilen.

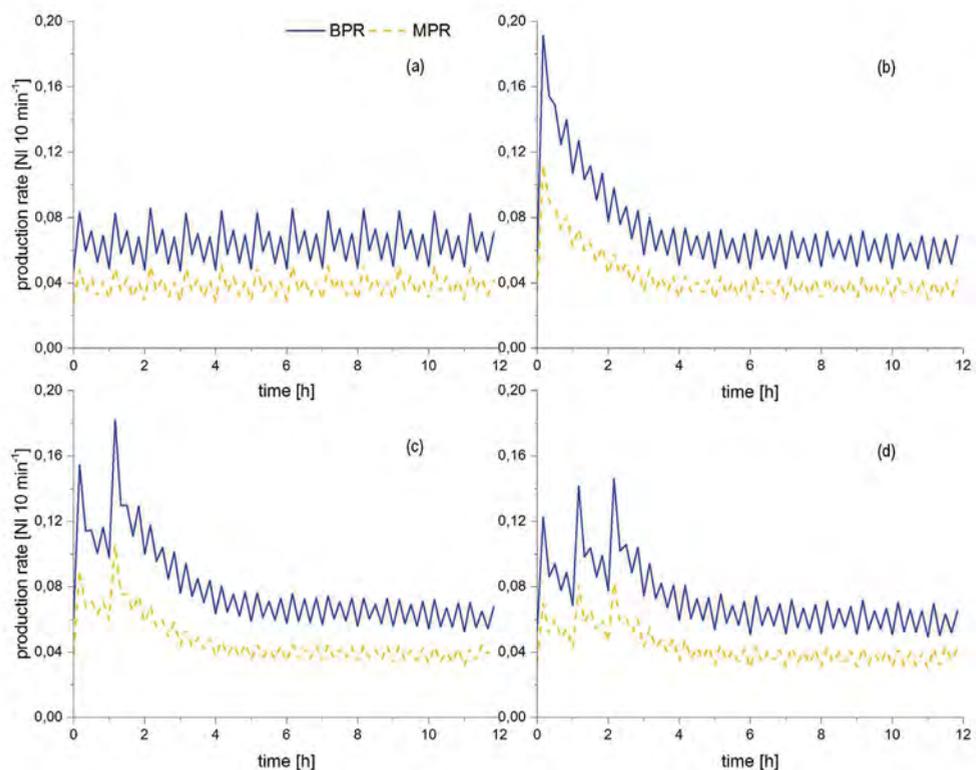


Abb. 3: Aufzeichnung der Biogas- und Methanproduktionsraten in 10-minütigen Messintervallen über eine Zeitspanne von 12 Stunden bei stündlicher Zufuhr von Maissilage. Die Zuckerrübensilage wurde stündlich (a) oder in eine (b), zwei (c) oder drei (d) Gaben aufgeteilt (Mittelwerte aus 187 bis 207 Messperioden von jeweils 12 Stunden). Die einzelnen kleinen Ausschläge in den Kurven geben die Effekte der periodischen Rührung wieder. © Maurus

4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die zwei mehrmonatigen Gärversuche in vier parallel betriebenen kontinuierlichen Durchflussfermentern bestätigten, dass sich die Zuckerrübe sehr gut als Spitzenlastsubstrat bei flexibel geführten Biogasanlagen eignet. Allerdings sollte der Anteil der Zuckerrübensilage ein Viertel der insgesamt zugeführten oTS nicht übersteigen. Bei höheren Zuckerrübeanteilen reagiert der Prozess kurzfristig zwar mit höheren Biogaserträgen, die spezifische Methanausbeute pro t zugeführte oTS geht aber zurück. Darüber hinaus können stoßweise Gaben höherer Anteile an schnell verfügbaren Kohlenhydraten den Prozess mittelfristig destabilisieren (Abb. 2). Dies war im Fermenter CF4, bei dem die Zuckerrübe überwog (Mischung von Mais- und Zuckerrübensilage 1:3), der Fall.

Der große Vorteil des Zuckerrübeneinsatzes ist der unmittelbare Anstieg der Biogasproduktion nach der Substratzufuhr. In beiden Versuchen konnte gezeigt werden, dass auch die Methanbildungsraten sofort nach dem Zuckerrübeintrag positiv reagieren (Abb. 1 und 2, Ahmed und Kazda 2017). Bei einer einmaligen Gabe dauert dieser Effekt ca. zwei Stunden an, während eine zeitliche Staffelung der Zuckerrübeingaben im zweiten Gärversuch „Vorlauf“ zu entsprechend länger anhaltenden – aber im Umfang niedrigeren – Produktionsspitzen führt (Abb. 3). Die Ergebnisse des FNR-Projektes FLEXI-ZUCKER bestätigten, dass die Zuckerrübe bei einer entsprechenden Dosierung für eine substratgeführte Flexibilisierung sehr gut geeignet ist (Maurus et al. 2019).

Literatur

- Ahmed, S.; Kazda, M. (2017): Characteristics of on-demand biogas production by using sugar beet silage. *Anaerobe* 46, pp. 114–121
- Maurus K.; Ahmed S.; Kazda M. (2019): Zuckerrübe: vielversprechendes Spitzenlastsubstrat. *Biogas Journal* 3, S. 52–56
- Mulat, D.; Jacobi, F.; Feilberg, A.; Anders P.; Adamsen, S.; Richnow, H.H.; (2016). Changing feeding regimes to demonstrate flexible biogas production: Effects on process performance, microbial community structure and methanogenesis pathways. *Applied and Environmental Microbiology* 82, pp. 438–449
- Zealand, A. M.; Roskilly, A. P.; Graham, D. W. (2017): Effect of feeding frequency and organic loading rate on biomethane production in the anaerobic digestion of rice straw. *Applied Energy* 207, pp. 156–165

Berücksichtigung der Biogaserzeugung im landwirtschaftlichen Emissionsinventar

SEBASTIAN WULF, HANS-DIETER HAENEL, CLAUS RÖSEMANN, SVEN GREBE

1 Einleitung und Zielsetzung

Derzeit trägt die Biogaserzeugung in Deutschland mit ca. 5 % zur Bruttostromerzeugung bei (FNR 2018); aber auch die Wärmebereitstellung und der Einsatz von Biomethan als Kraftstoff helfen, fossile Energieträger zu ersetzen und somit einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten.

Die Emissionsinventare sind nach internationalen Vorgaben strukturiert, da mit ihnen internationale Berichtspflichten für Treibhausgase (CH_4 , N_2O , CO_2) nach dem Kyoto-Protokoll und für Ammoniak (NH_3) nach dem UNECE-Luftreinhalteprotokoll bzw. der Nationalen Emissionsreduktionsrichtlinie (NEC) der EU erfüllt werden. Hierbei wird zwischen verschiedenen Sektoren unterschieden, darunter die der Energiewirtschaft, Abfallwirtschaft und Landwirtschaft. Während sich ein Großteil der biogasbedingten Emissionseinsparungen durch den geringeren Verbrauch fossiler Energieträger im Sektor Energiewirtschaft niederschlagen und dort nicht unmittelbar als Effekt der Biogaserzeugung sichtbar sind, werden im landwirtschaftlichen Inventar vor allem eine Reduzierung der Methanemissionen durch die Wirtschaftsdüngervergärung, aber auch erhöhte Ammoniakemissionen durch den Anfall an Gärresten sichtbar. Das landwirtschaftliche Emissionsinventar stellt somit nur einen Ausschnitt des Effektes der Biogaserzeugung auf die nationalen Emissionen dar.

Die internationalen Richtlinien aus dem Jahr 2006 (IPCC 2006) für die Erstellung von Emissionsinventaren für Treibhausgase fordern eine Berücksichtigung der Biogaserzeugung als Managementoption für Wirtschaftsdünger. Dies schließt für Deutschland die Berücksichtigung von Energiepflanzen als Substrat zur Biogaserzeugung ein, da diese hier einen ganz wesentlichen Einfluss auf die Eigenschaften und die anfallende Menge an Gärresten haben. Seit der Berichterstattung 2015 für das Jahr 2013 ist die Biogaserzeugung einschließlich Energiepflanzen im landwirtschaftlichen Emissionsinventar integriert. Dies schließt eine Rückrechnung der Emissionen bis ins Jahr 1990 ein.

Im Folgenden wird erläutert, wie die Emissionen der Biogaserzeugung für den Sektor Landwirtschaft berechnet werden und welche Bedeutung sie für die Gesamthöhe der für diesen Sektor berichteten Emissionen haben.

2 Systemgrenzen und Emissionsquellen

Im Emissionsinventar sind drei Sektoren von der Biogaserzeugung betroffen. Biogas entsteht im Zuge der Abwasser- und Abfallbehandlung bzw. aus alten Deponien. Verstärkt wird Bioabfall auch in Biogasanlagen eingesetzt. Die klassische und in Deutschland am weitesten verbreitete Biogaserzeugung erfolgt aus Wirtschaftsdüngern und Pflanzen, die gezielt zur Biogaserzeugung angebaut werden. In allen Fällen wird das entstehende Biogas entweder in BHKW verstromt oder zu Erdgasqualität aufbereitet und in das Gasnetz eingespeist oder unmittelbar als Kraftstoff genutzt. Anfallende Gärreste werden in der Regel gelagert, aufbereitet und als Düngemittel in der Landwirtschaft verwendet. Die im landwirtschaftlichen Emissionsinventar berichteten Emissionen umfassen hierbei die Emissionen aus dem Anbau von Energiepflanzen, die Emissionen aus der Lagerung von Gülle und Festmist, Emissionen bei der Gärrestlagerung und -ausbringung sowie mögliche Leckagen bei der Vergärung. Emissionen aus der Verstromung oder Aufbereitung von Biogas sind hingegen dem Sektor „Energie“ zuzuordnen (Abb. 1).

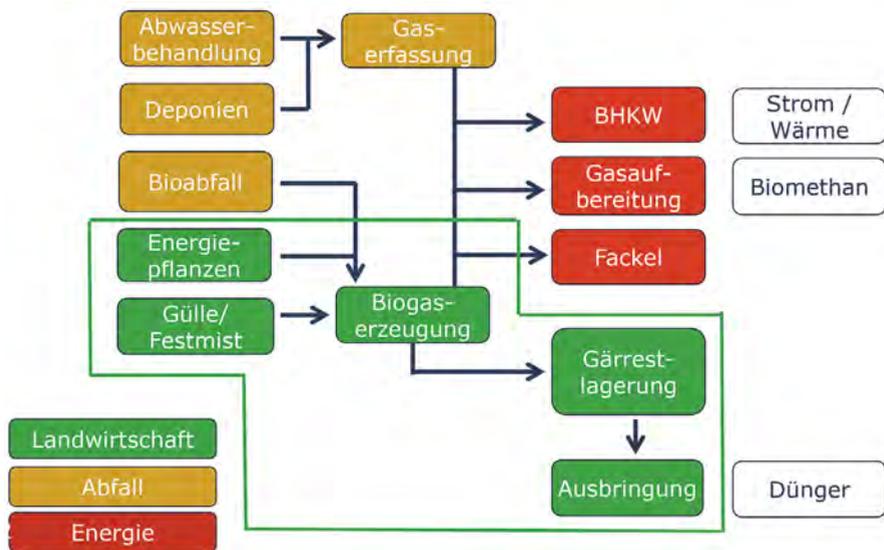


Abb. 1: Systemgrenzen der Biogaserzeugung im landwirtschaftlichen Emissionsinventar gegenüber den Sektoren „Abfall“ und „Energie“ (© Wulf)

Emissionsquellen der Biogaszeugung, die im Emissionsinventar berücksichtigt werden, sind in Abbildung 2 dargestellt. Durch Undichtigkeiten des Fermenters oder gezielt über Überdrucksicherungen kann aus den Fermentern Methan entweichen. Während der Lagerung wird Lachgas, Methan und Ammoniak freigesetzt. Dies kann durch eine gasdichte Abdeckung verhindert werden. Analog zur Ausbringung von Gülle werden auch die Emissionen bei der Ausbringung von Gärresten berechnet. Im landwirtschaftlichen Emissionsinventar nicht berücksichtigt werden Emissionen aus der Nutzung des Biogases, z. B. durch Methanschlupf im BHKW, die dem Sektor Energie zugeordnet sind. CO_2 -Emissionen, die durch die Umsetzung von pflanzlicher Biomasse entstehen, sind prinzipiell für das Emissionsinventar nicht relevant.

Emissionen aus dem Anbau von Energiepflanzen sind im landwirtschaftlichen Emissionsinventar enthalten, können aus den Berechnungen aber nicht spezifisch ausgewiesen werden, da im Inventar nicht zwischen verschiedenen Nutzungspfaden der Ernteprodukte unterschieden wird. Emissionen aus dem Pflanzenbau werden vor allem aus den eingesetzten Düngemitteln, differenziert nach verschiedenen Formen von Mineral- und Wirtschaftsdüngern, sowie deren Ausbringtechnik berechnet.

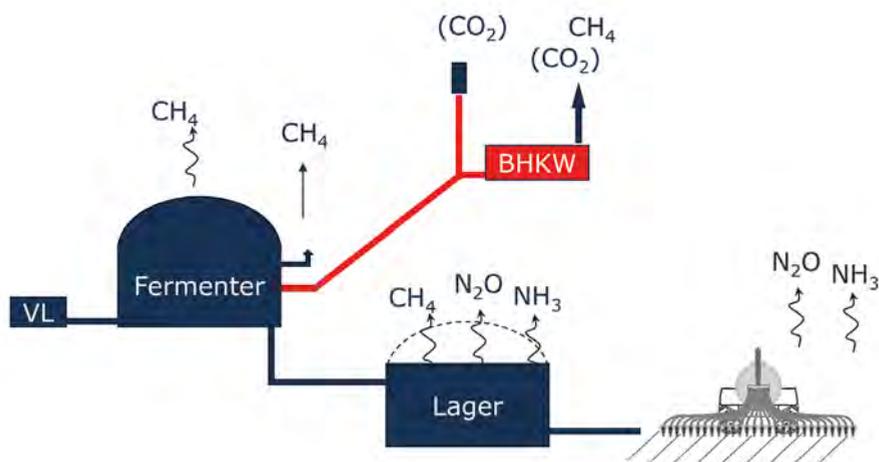


Abb. 2: Im landwirtschaftlichen Emissionsinventar berücksichtigte Emissionsquellen der Biogaszeugung (VL = Vorlagerung; rot gekennzeichnete Bereiche werden im Sektor „Energie“ berichtet)

3 Berechnungsmethode

Das deutsche landwirtschaftliche Emissionsinventar basiert auf einem Massenflusskonzept für Stickstoff und Kohlenstoff. Dieses wird für Rinder, Schweine und Geflügel getrennt betrachtet, um die Bedeutung einzelner Tierkategorien deutlich machen zu können. Für jede dieser Tierkategorien wird der Massenfluss von N und C von der Ausscheidung der Tiere über den Stall, die Lagerung der Wirtschaftsdünger und deren Ausbringung betrachtet. Verluste von N und C in dieser Kette werden berücksichtigt, ebenso wie Veränderung in der N-Form – z.B. zwischen organischem und mineralischem N. Nach IPCC (2006) gilt die Kombination von Wirtschaftsdüngervergärung und der Lagerung der resultierenden Gärreste als eigenständiger Lagertyp. Dieses für die Treibhausgase CH₄ und N₂O vorgegebene Konzept wurde im deutschen Inventar aus Konsistenzgründen auch für die Berechnungen von NH₃-Emissionen übernommen.

In Deutschland überwiegt die gemeinsame Vergärung von Wirtschaftsdüngern mit Energiepflanzen. Dies beeinflusst emissionsrelevante Kennwerte, insbesondere die Ausbildung von Schwimmdecken bei der Lagerung und die Infiltrationseigenschaften der Gärreste bei der Ausbringung. In den Emissionsinventaren wird die Biogaserzeugung jedoch nicht für alle Substrate gemeinsam berechnet, sondern jeweils getrennt für die Wirtschaftsdünger von Rindern, Schweinen und Geflügel sowie Energiepflanzen. Dies ist notwendig, da N-Massen aus den Gärresten der Wirtschaftsdüngervergärung und die resultierenden Emissionen bei der Lagerung und Ausbringung den einzelnen Tierkategorien zugeordnet werden müssen. Die Vergärung von Energiepflanzen wird wie eine eigene Tierkategorie berechnet. Wegen der in der Praxis gemeinsamen Vergärung der verschiedenen Inputstoffe werden in den einzelnen Kategorien identische Emissionsfaktoren verwendet, die den jeweiligen Anteil der N-Massen quantifizieren, der als N₂O oder NH₃ freigesetzt wird. Eine Beschreibung dieses Vorgehens findet sich in Rösemann et al. (2019).

3.1 Substratinput

Zentral für die Auswirkung der Biogaserzeugung auf die N- und C-Flüsse des landwirtschaftlichen Emissionsinventars sind die Massen an Gülle, Festmist und Energiepflanzen, die zur Biogaserzeugung verwendet werden. Einerseits werden mit dem Einsatz von Gülle und Festmist Emissionen bei der Lagerung von Wirtschaftsdüngern in der Tierhaltung eingespart, andererseits liegen durch die Vergärung von Energiepflanzen zusätzliche N-Mengen in Gärresten vor, die zu Emissionen bei der Ausbringung und Lagerung führen.

Für die Gesamtmengen an Substraten, die in Deutschland in Biogasanlagen eingesetzt werden, liegen keine offiziellen statistischen Daten vor. Daher werden diese aus mehreren Datensätzen abgeleitet (Abb. 3). Dies sind:

1. Daten zur anlagenspezifischen Stromspeisung aus den Datensätzen der Übertragungsnetzbetreiber (Bundesnetzagentur 2019)
2. Informationen zur Substratzusammensetzung und Anlagekapazität von 1.664 Biogasanlagen aus dem Jahr 2012
3. Spezifische Biogaserträge aus KTBL (2015)
4. VS- und N-Gehalte von Substraten aus KTBL (2015)

Es wird davon ausgegangen, dass sich die in Biogasanlagen eingesetzte Substratmischung nach Region und Größe der Biogasanlage unterscheidet. Größere Biogasanlagen setzen mit höherer Wahrscheinlichkeit proportional mehr Energiepflanzen ein als kleinere Biogasanlagen. Aber auch zwischen den Bundesländern gibt es Unterschiede, so ist der Anteil der Wirtschaftsdünger in der Vergärung, auch in größeren Biogasanlagen, z.B. in Thüringen höher als in Niedersachsen. Die Masse an jeweils eingesetzten Substraten ergibt sich dann, unter Berücksichtigung des elektrischen Wirkungsgrads der Anlagenklasse, aus der produzierten bzw. eingespeisten Strommenge und dem spezifischen Methanertrag der jeweiligen Substratmischungen.

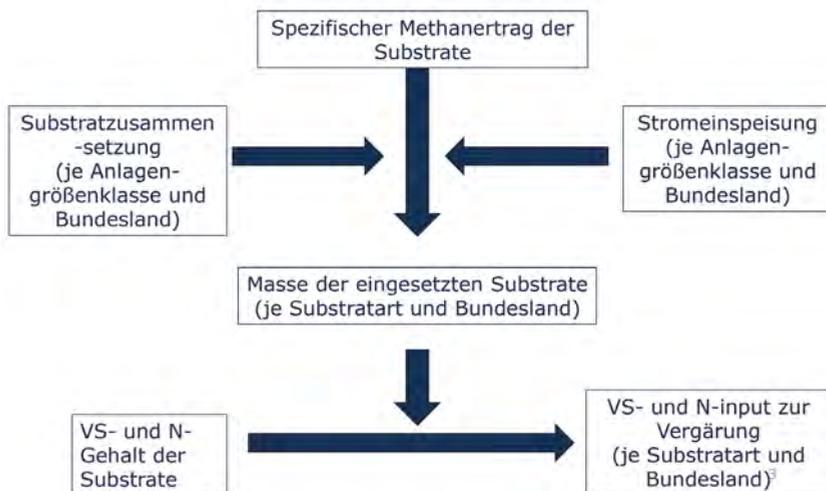


Abb. 3: Schema zur Ableitung des Inputs an organischer Trockenmasse (VS) und Stickstoff (N) in die Biogaserzeugung

3.2 Methanemissionen

Nach IPCC (2006) gilt die Vergärung von Wirtschaftsdünger einschließlich der Lagerung der Gärreste als ein eigenständiger Lagertyp für Gülle. Die durch IPCC vorgegebene Berechnungsformel weist jedoch einen Mangel auf, da sowohl für die Methanbildung im Fermenter als auch die Methanbildung im Gärrestlager dasselbe Methanbildungspotenzial angenommen wird. Durch den Abbau an organischer Substanz im Fermenter ist in der Realität das Methanbildungspotenzial im Gärrestlager reduziert. Dies wird in der deutschen Berechnungsmethodik (Haenel und Wulf 2016) berücksichtigt. Darüber hinaus ermöglicht die im deutschen Emissionsinventar verwendete Methode Emissionen aus einer der Vergärung vorgeschalteten Lagerung der Wirtschaftsdünger einzurechnen. Die aus der Vorlagerung des Gärsubstrats erfolgenden CH₄-Emissionen reduzieren das Potenzial der CH₄-Bildung im Fermenter und Gärrestlager. Die Berechnung wird mit nachfolgenden Gleichungen 1 bis 3 durchgeführt:

$$E_{\text{CH}_4, \text{dig}} = VS_{\text{dig}} \cdot \alpha \cdot B_0 \cdot \rho_{\text{CH}_4} \cdot MCF \quad (\text{Gl. 1})$$

$$MCF = MCF_{\text{ps}} + (1 - MCF_{\text{ps}}) \cdot ((1 - \mu_{\text{rg}}) \cdot L_{\text{prod}} + \mu_{\text{rg}} \cdot MCF_{\text{residue}}) \quad (\text{Gl. 2})$$

$$MCF_{\text{residue}} = x_{\text{gts}} \cdot L_{\text{sto, gt}} + (1 - x_{\text{gts}}) \cdot MCF_{\text{residue, open}} \quad (\text{Gl. 3})$$

Parameter	Beschreibung	Einheit
$E_{\text{CH}_4, \text{dig}}$	Methanemissionen aus der Vergärung	kg a ⁻¹
VS_{dig}	Gesamtinput an organischer Trockenmasse in den Fermenter	kg d ⁻¹
α	Umrechnungsfaktor	365 d a ⁻¹
B_0	Methanbildungspotenzial je kg VS	m ³ kg ⁻¹
ρ_{CH_4}	Dichte von Methan	0,67 kg m ⁻³
MCF	Methanumwandlungsfaktor	m ³ m ⁻³
MCF_{ps}	Methanumwandlungsfaktor bei der Vorlagerung von Substraten	m ³ m ⁻³
MCF_{residue}	Methanumwandlungsfaktor bei der Lagerung der Gärreste	m ³ m ⁻³
$MCF_{\text{residue, open}}$	Methanumwandlungsfaktor bei der nicht gasdichten Lagerung der Gärreste	m ³ m ⁻³
μ_{rg}	Restgaspotenzial bezogen auf B_0 (mit $0 \leq \mu_{\text{rg}} \leq 1$)	m ³ m ⁻³
L_{prod}	Leckagerate des Fermenters bezogen auf die produzierte Methanmenge (mit $0 \leq L_{\text{prod}} \leq 1$)	m ³ m ⁻³
$L_{\text{sto, gt}}$	Leckagerate des gasdichten Gärrestlagers bezogen auf das Restgaspotenzial (mit $0 \leq L_{\text{sto, gt}} \leq 1$)	m ³ m ⁻³
x_{gts}	Anteil der gasdichten Gärrestlagerung am Gesamtanfall an Gärresten	kg kg ⁻¹

Gleichungen (2) und (3) können kombiniert und zur Berechnung der Methanemissionen aus der Biogaserzeugung in Gleichung (1) eingesetzt werden. Es geht das Methanbildungspotenzial der zur Vergärung eingesetzten Substrate (B_o), das Restgaspotenzial der Gärreste nach der Vergärung (μ_{rg}), die CH_4 -Verluste durch Leckagen (L), der Anteil der gasdichten Gärrestlagerung (x_{gts}) sowie der Gesamtinput an organischer Trockenmasse in die Vergärung (VS_{dig}) ein.

- Für B_o wird aktuell ein Methanbildungspotenzial angenommen, das den Biogaserträgen der verschiedenen Wirtschaftsdünger bzw. Energiepflanzen nach KTBL (2015) entspricht.
- Für das Restgaspotenzial (μ_{rg}) wird nach dem IPCC-Konzept ein Wert benötigt, der sich auf 40 °C Vergärungstemperatur bezieht. Dieser wird aus Daten des Biogasmessprogramms II (FNR 2009) mit 4,6 % abgeleitet und einheitlich für Gülle, Mist und Energiepflanzen angesetzt, da keine substratspezifischen Daten verfügbar sind und die Vergärung der Substrate in der Regel in Mischung erfolgt.
- Für die Leckagerate (L) wird 1 % der produzierten Methanmenge angesetzt. Dies ist ein Konventionswert, der in vielen Berechnungen zur Klimabilanz der Biogaserzeugung verwendet wird (Bachmaier und Gronauer 2007, Börjesson und Berglund 2008, Gärtner et al. 2008, Roth et al. 2011). Andere experimentelle Studien geben derzeit kein einheitliches Bild ab, um begründet eine andere typische Leckagerate ableiten zu können.
- Die Abschätzung des relativen Anteils gasdichter Gärrestlager (x_{gts}) erfolgt aus den Daten des Biogasmonitorings des DBFZ (Scheffelowitz 2014). Der Datensatz aus 2014 wird fortgeschrieben, indem berücksichtigt wird, dass neu installierte Anlagen nach dem EEG gasdicht abgedeckte Gärrestlager benötigen.
- Die Berechnung des Inputs an organischer Trockenmasse (VS_{dig}) wird in Kapitel 3.4 beschrieben (zusammen mit dem Stickstoffinput in den Fermenter).

3.3 N_2O -Emissionen

Lachgas entsteht bei der Nitrifikation von Ammoniumstickstoff und der Denitrifikation von Nitrat bzw. Nitrit. Da in Gülle und Gärresten kein Nitrat oder Nitrit vorliegt, können Lachgasemissionen nur dort auftreten, wo ausreichend Sauerstoff für eine Nitrifikation vorhanden ist. Daher wird davon ausgegangen, dass Lachgas vor allem in austrocknenden Schwimmdecke bei der Lagerung von Gülle oder Gärreste entsteht (Sommer et al. 2000). Im Fermenter sowie in gasdicht abgedichteten Gärrestlagern ist nicht genug Sauerstoff für eine Nitrifikation vorhanden. Für die Lagerung von Gülle vor der Vergärung wird für die Inventarberechnung davon ausgegangen, dass wegen der kurzen Verweilzeit und der guten Durchmischung keine Schwimmdecke ausgebildet wird bzw. eine eventuell entstehende Schwimmdecke nicht austrocknet. Bei der Lagerung von Mist und Ge-

flügelkot vor der Vergärung sind N₂O-Emissionen nicht vernachlässigbar und werden analog zur Mistlagerung ohne Vergärung berechnet.

Die N₂O-Emissionen aus dem Anteil der Gärreste, die nicht gasdicht gelagert werden, werden nach Gleichung 4 berechnet.

$$E_{N_{20-N, \text{dig, st}}} = (1 - x_{\text{gts}}) \cdot N_{\text{dig}} \cdot (EF_{N_{20-N, \text{dig, st}}}) \quad (\text{Gl. 4})$$

Parameter	Beschreibung	Einheit
$E_{N_{20-N, \text{dig, st}}}$	N ₂ O-Emissionen bei der Lagerung von Gärresten	kg a ⁻¹
x_{gts}	Anteil der gasdichten Gärrestlagerung am Gesamtanfall an Gärresten	kg kg ⁻¹
N_{dig}	N-Masse im Fermenter	kg a ⁻¹
$EF_{N_{20-N, \text{dig, st}}}$	N ₂ O-N Emissionsfaktor für die nicht gasdichte Lagerung von Gärresten	kg kg ⁻¹

3.4 NH₃-Emissionen

Für die Lagerung von Gülle vor der Vergärung wird davon ausgegangen, dass diese nur für kurze Zeit und in abgedeckten Vorgruben erfolgt. Daher werden NH₃-Emissionen aus Vorgruben im Emissionsinventar vernachlässigt. Nicht vernachlässigbar sind, analog zu Kapitel 3.2, die Emissionen bei der Lagerung von Mist und Geflügelkot, die analog zur Mistlagerung ohne Vergärung berechnet werden.

Aus gasdichten Systemen wie Fermentern oder gasdichten Gärrestlagern kann kein NH₃ freigesetzt werden. NH₃-Emissionen aus Leckagen sind vernachlässigbar, da die Konzentration von NH₃ im Biogas gering ist.

Während der Vergärung kommt es im Fermenter zur Mineralisierung organischer Stickstoffverbindungen zu Ammonium. Dies muss in die Berechnungen eingehen, da die Ammoniakemissionen als Anteil des Ammonium-N ausgedrückt werden:

$$E_{NH_3-N, \text{dig, st}} = (TAN_{\text{dig}} + f_{\text{TAN}} \cdot N_{\text{org, dig}}) \cdot \alpha \cdot (1 - x_{\text{gts}}) \cdot EF_{NH_3-N, \text{dig, st}} \quad (\text{Gl. 5})$$

Parameter	Beschreibung	Einheit
$E_{NH_3-N, \text{dig, st}}$	NH ₃ -Emissionen bei der Lagerung von Gärresten	kg a ⁻¹
TAN_{dig}	Masse an ammoniakalischem N in den Substraten zur Vergärung	kg a ⁻¹
f_{TAN}	Anteil des organischen N in Substraten zur Vergärung, der zu TAN mineralisiert wird	kg kg ⁻¹
$N_{\text{org, dig}}$	Gesamtinput an organischem Stickstoff in den Fermenter	kg d ⁻¹
α	Umrechnungsfaktor	365 d a ⁻¹
x_{gts}	Anteil der gasdichten Gärrestlagerung am Gesamtanfall an Gärresten	kg kg ⁻¹
$EF_{NH_3-N, \text{dig, st}}$	NH ₃ -N Emissionsfaktor für die nicht gasdichte Lagerung von Gärresten	kg kg ⁻¹

Für Wirtschaftsdünger wird ein f_{TAN} von 0,32 angenommen. Dieser Wert leitet sich aus einem Monitoring von Biogasanlagen in Thüringen ab (TLL 2012), in dem bei konstanter Gesamt-N-Menge der TAN-Gehalt von 40 bis 50 % vor der Vergärung auf 55 bis 70 % nach der Vergärung anstieg. Dies entspricht einer relativen Erhöhung des TAN-Gehaltes um im Mittel 39 % bzw. einer Mineralisierung von 32 % des ursprünglich im Wirtschaftsdünger enthaltenen organischen Stickstoffs.

Der in Pflanzen enthaltene Stickstoff liegt nahezu ausschließlich in organisch gebundener Form vor, daher kann Energiepflanzen kein TAN-Gehalt (TANdig) zugeordnet werden. Nach KTBL (2013) wird angenommen, dass nach der Vergärung ein Anteil von 56 % des vorhandenen Gesamt-N als TAN vorliegt. Damit beträgt f_{TAN} für Energiepflanzen $0,56 \text{ kg kg}^{-1}$.

Spezifisch für die Lagerung von Gärresten ermittelte Ammoniakemissionsfaktoren liegen nicht vor. Da Gärreste, die in Deutschland vor allem aus der Kofermentation von Wirtschaftsdüngern mit Energiepflanzen stammen, in der Regel deutliche Schwimmdecken ausbilden, wird im Emissionsinventar für die nicht gasdichte Lagerung von Gärresten derselbe Emissionsfaktor wie für die Lagerung von Rindergülle mit Schwimmdecke verwendet.

Die NH_3 -Emissionen bei der Ausbringung von Gärresten werden aus demselben Grund analog und mit denselben Emissionsfaktoren wie die Ausbringung von Rindergülle berechnet. Die Verteilung der ausgebrachten Mengen auf verschiedene Ausbringungstechniken wird allerdings spezifisch für Gärreste erhoben und unterscheidet sich von der für Rindergülle.

4 Ergebnisse und Fazit

In der Darstellung der Emissionen aus dem landwirtschaftlichen Emissionsinventar werden in der Regel nur die Emissionen aus pflanzlichen Gärresten als eigene Kategorie aufgeführt, wie am Beispiel der Ammoniakemissionen in Abbildung 4 gezeigt. Die Emissionen bzw. Einsparungen an Emissionen aus der Vergärung von Gülle gehen in der Summe der Emissionen aus den jeweiligen Tierkategorien auf. Abbildung 4 zeigt die offensichtliche Zunahme der Vergärung von Energiepflanzen seit dem Jahr 2005. Erst seit 3 bis 4 Jahren stagniert die für das Emissionsinventar berechnete Menge eingesetzter Energiepflanzen in der Vergärung und somit die resultierenden Emissionen.

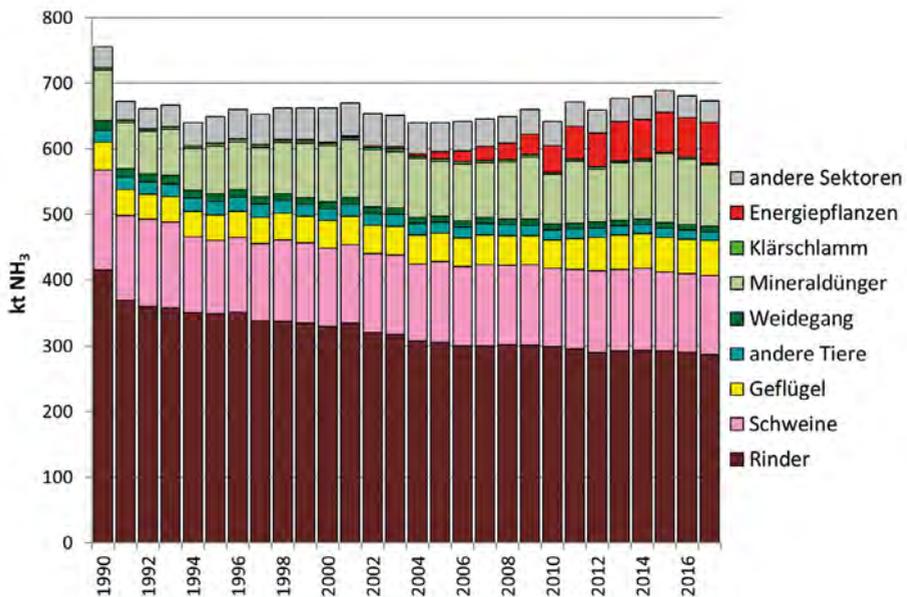


Abb. 4: Ammoniakemissionen in kt NH₃ aus der deutschen Landwirtschaft 1990 bis 2016 (nach Rösemann et al. 2019)

Um die Auswirkung der Vergärung von Gülle bzw. von Energiepflanzen auf das landwirtschaftliche Emissionsinventar zu verdeutlichen, wurden Berechnungen mit und ohne Berücksichtigung der entsprechenden Substrate zur Biogaserzeugung durchgeführt. Wird nur die Vergärung von Gülle berücksichtigt, verringern sich die Emissionen von Methan um 41,6 kt, von Lachgas um 0,6 kt, während die Ammoniakemissionen nahezu unverändert bleiben. Ursache hierfür ist vor allem die gasdichte Abdeckung eines Großteils der Gärrestbehälter mit Nutzung des entstehenden CH₄. CH₄-Emissionen aus der Lagerung von unvergorener Gülle werden so in erheblichem Maße vermieden, in deutlich geringerem Maße auch Lachgasemissionen. Obwohl eine gasdichte Abdeckung auch NH₃-Emissionen aus dem Lagerbehälter verhindert, schlägt sich dies nicht in den Gesamtemissionen nieder. Dies ist darauf zurückzuführen, dass während der Vergärung ein Teil des organischen Stickstoffs in der Gülle mineralisiert wird. Die Gesamtmenge an NH₄-N in den aus Gülle resultierenden Gärresten nimmt somit zu und führt zu einer Erhöhung der NH₃-Emissionen aus nicht abgedeckten Gärrestlagern und bei der Ausbringung. Die Einsparungen aus den gasdicht abgedeckten Gärrestlagern werden so größtenteils kompensiert.

Die Berücksichtigung der Vergärung von Energiepflanzen im landwirtschaftlichen Emissionsinventar führt hingegen zu einer Erhöhung der Emissionen aller drei betrachteten Gase, da die Gesamtmenge an Gärresten größer ist als die Menge der zur Vergärung eingesetzten Wirtschaftsdünger. Dies gilt für die Methanemissionen aus nicht gasdicht abgedeckten Gärrestlagern und Leckagen, die den oben genannten Minderungseffekt der gasdichten Abdeckung auf die Güllelagerung mehr als kompensieren, sowie für die Lachgas- und Ammoniakemissionen aus den mit pflanzlichen Gärresten eingebrachten N- bzw. $\text{NH}_4\text{-N}$ -Mengen.

Diesen Emissionen im landwirtschaftlichen Emissionsinventar stehen, basierend auf den Daten der Übertragungsnetzbetreiber (Bundesnetzagentur 2019), 30,3 TWh produzierten Stroms aus Biogas und Biomethan gegenüber, die zu einer Verminderung der Emissionen im Sektor Energie des deutschen Emissionsinventars führen. Unter der Annahme von CO_2 -Emissionen von ca. 0,486 kg $\text{CO}_2\text{eq/kWh}$ Strom im deutschen Strommix für 2017 (UBA 2019) ersetzt dies Emissionen von 14.700 kt CO_2eq . Die zusätzlichen Emissionen im Sektor Landwirtschaft betragen somit nur 17 % der durch die Biogaserzeugung eingesparten Emissionen aus der Energiewirtschaft. Allerdings sind mit den in Tabelle 1 genannten 2.566 kt CO_2eq nicht alle Emissionen aus der Biogaserzeugung erfasst.

Tab. 1: Änderung der Emissionen für CH_4 , N_2O und NH_3 sowie für die rechnerische aus diesen Gasen ermittelten CO_2 -Äquivalente in kt je Jahr

Berücksichtigung von	Änderung in Emissionen in kt a ⁻¹			
	CH_4	N_2O	NH_3	CO_2eq
Gülle	-41,6	-0,6	-0,06	-1217
Gülle und Energiepflanzen	12,7	6,9	61,5	2.566

Nicht enthalten sind Emissionen aus der Düngung beim Anbau von Energiepflanzen, die über die N-Menge hinausgeht, die mit den Gärresten aus Energiepflanzen anfällt, sowie der Methanschlupf im BHKW oder unzureichend abgefackeltes Gas im Zuge der Stromerzeugung aus Biogas. Die Ergebnisse des Emissionsinventars sind daher nicht für eine Berechnung der Treibhausgas-effizienz der Biogaserzeugung in seiner Gesamtheit geeignet. Dies ist nur durch gesonderte Treibhausgasbilanzen möglich, die alle anfallenden Emissionsquellen enthalten und in ihren Systemgrenzen Vorleistungen, wie die Produktion von Düngemitteln, und eingesparte Emissionen aus der Bereitstellung von Strom und Wärme berücksichtigen.

Literatur

- Bachmaier, H.; Gronauer, A. (2007): Klimabilanz von Biogasstrom. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Freising
- Börjesson, P.; Berglund, M. (2008) Environmental systems analysis of biogas systems. Part II: The environmental impact of replacing various reference systems. *Biomass and Bioenergy* 31 (2007), pp. 326–344
- Bundesnetzagentur (2019): Persönliche Kommunikation. Bundesnetzagentur, Bonn und Veröffentlichungen unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen> und <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>
- FNR (2009): Biogasmessprogramm II - 61 Biogasanlagen im Vergleich. Gülzow, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
- Gärtner, S.; Münch, J.; Reinhardt, G.; Vogt, R. (2008): Materialband: E. Ökobilanzen. In: BMU-Bericht „Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland“, FKZ: 0327544
- Haenel, H.-D.; Wulf, S. (2016): Berechnung von CH₄-, N₂O-, NO-, N₂- und NH₃-Emissionen durch Vergärung von Gülle, Mist und Energiepflanzen ab Emissionsberichterstattung 2015. Thünen-Institut, Braunschweig und KTBL, Darmstadt. Unveröffentlichtes Manuskript
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 4 Agriculture, Forestry and Other Land Use. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.html>, Zugriff am 15.07.2019
- KTBL (2013): Faustzahlen Biogas. 3. Auflage, KTBL, Darmstadt
- KTBL (2015): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. KTBL-Heft 107, KTBL, Darmstadt
- Rösemann, C.; Haenel, H.-D.; Dämmgen, U.; Döring, U.; Wulf, S.; Eurich-Menden, B.; Freibauer, A.; Döhler, H.; Schreiner, C.; Osterburg, B.; Fuß, R. (2019): Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990 – 2017. Report on methods and data (RMD) submission 2019. Thünen Rep 67, Braunschweig, Johann Heinrich von Thünen-Institut
- Roth, U.; Döhler, H.; Hartmann, S.; Wulf, S. (2011): Treibhausgasbilanzen und CO₂eq-Vermeidungskosten landwirtschaftlicher Biogasanlagen. In: Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven. KTBL-Schrift 488, Darmstadt, S. 196–208
- Scheffelowitz, M. (2014): Persönliche Kommunikation. Auszug aus der DBFZ-Biogasanlagendatenbank. DBFZ, Leipzig
- Sommer, S.; Petersen, S.; Sogard, H.; Henning, T. (2000): Atmospheric pollutants and trace gases. Greenhouse gas emissions from stored livestock slurry. *Journal of Environmental Quality* 29, pp. 744–751
- TTL (2012): Merkblatt „Eigenschaften von Biogasgülle“. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft, <http://www.db-thueringen.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-26323/bwx21012.pdf>, Zugriff am 10.06.2013
- UBA (2019): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2018. Climate Change 10, Dessau, Umweltbundesamt

Methanemissionen aus Biogasanlagen – Minderungspotenziale

GERD REINHOLD

1 Problemstellung

Die Biogaserzeugung hat seit Erlass des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 und im Zuge nachfolgender EEG-Novellen einen enormen Aufschwung genommen und ist zu einem bedeutenden Betriebszweig in der Landwirtschaft geworden. Biogas ist ein wichtiger Bestandteil im Verbund der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen und für eine erfolgreiche Energiewende von zentraler Bedeutung, da es ein breites Spektrum an Einsatzmöglichkeiten bietet, gut speicherbar ist und damit auch bedarfsgerecht bereitgestellt werden kann. Gleichzeitig muss darauf geachtet werden, Biogas so zu erzeugen und zu nutzen, dass dies den Anforderungen an ein nachhaltiges Energiesystem gerecht wird.

Biogasanlagen sind so zu betreiben, dass sie im Regelfall nicht durch die Emission von Treibhausgasen (THG) und Luftschadstoffen schädliche Umweltwirkungen hervorrufen und auch nicht durch Unfälle oder Betriebsstörungen die Umwelt und die menschliche Gesundheit gefährden. Das im Biogas enthaltene Methan (CH_4) kann bei unkontrolliertem Entweichen zu Verpuffungen und Explosionen führen. Außerdem ist Methan ein 25-fach stärker wirkendes Treibhausgas als Kohlendioxid (CO_2) (Ewens 2011).

Im vorliegenden Beitrag werden die Emissionsquellen und Ursachen analysiert und Strategien zur Minimierung von Biogas- bzw. Methanemissionen aufgezeigt. Dies betrifft die Lokalisierung und Vermeidung von Leckagen und Gasverlusten entlang der Gärstrecke, die Bewertung von offenen Anmaischgruben und Hydrolysestufen sowie die Minderung von Emissionen bei der Lagerung und dem Management der Gärreste und bei der zunehmend flexiblen energetischen Verwertung des Biogases.

Die hier vorgestellten Empfehlungen für einen emissionsarmen Anlagenbetrieb basieren auf den Erkenntnissen aus dem Förderprojekt „Betriebsbedingte Emissionen an Biogasanlagen“ (FKZ: 22020313, 22015014, 22015114) und weiteren Projekten sowie dem Expertenwissen, das im Rahmen der KTBL-Arbeitsgruppe „Betriebsbedingte Emissionen an Biogasanlagen“ zusammengetragen wurde.

2 Emissionsquellen, Ursachen und Minderungsstrategien

2.1 Vorgruben, Hydrolysestufen und Fermentationsbehälter

Die einzelnen Verfahrensschritte unterscheiden sich deutlich hinsichtlich der Art der Emissionen und der Quellstärke. So können die Lagerung und das Einbringen der Substrate (Wirtschaftsdünger und NawaRo) in die Anlage zu Geruchs- und Ammoniak(NH_3)-Emissionen führen.

Insbesondere offene Anmischgruben und nicht gasdichte Hydrolysestufen sind potenziell starke Emissionsquellen. Die Methanverluste der im Rahmen einer Studie untersuchten offenen Vorstufen zum Anmischen bzw. zur Hydrolyse (Schories 2018) lagen im Bereich von 2,4 bis 6,2 % des verstromten Methans (Abb. 1). Eine besonders unrühmliche Ausnahme bildete mit einem Methanverlust von 11 % eine Biogasanlage, die sowohl mit einem offenen Anmischer als auch mit einer offenen Hydrolysestufe ausgestattet ist. Gut erkennbar ist die Korrelation des relativen Methanverlustes mit dem Anteil offener Stufen am gesamten Reaktorvolumen. Bei den untersuchten Anlagen wurde zum Anmischen in der Regel Gärrest aus dem Nachgärer oder dem Gärrestlager eingesetzt, sodass die Temperaturen in den Gruben zwischen 30 und 36 °C lagen. Eine weitere wesentliche Ursache dafür, dass die Methanbildung nicht unterdrückt wurde, stellt der nicht ausreichend abgesenkte pH-Wert dar, der in keinem Fall unter 6 lag.

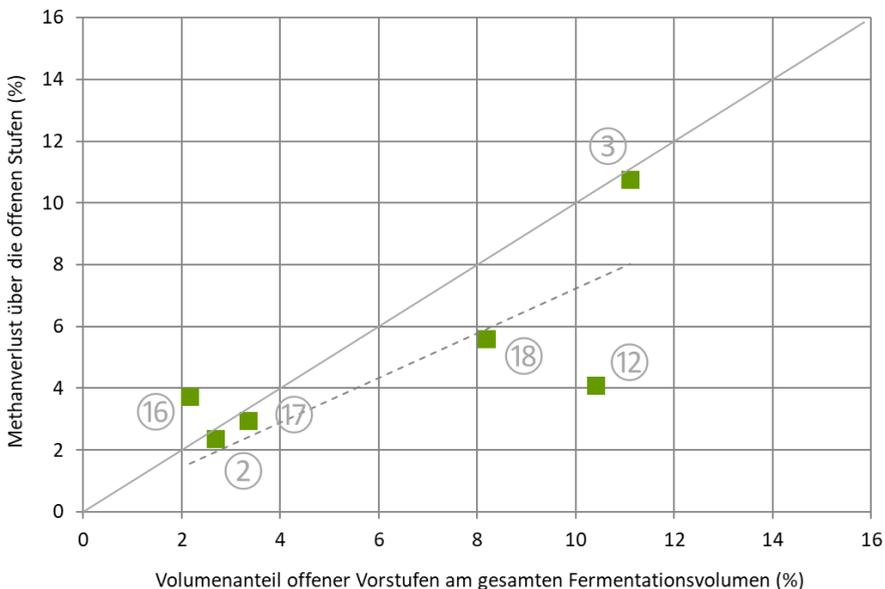


Abb. 1: Beziehung zwischen dem Methanverlust und dem Volumen offener Gruben (Schories 2018)

Zur Emissionsvermeidung ist zu fordern, dass verfahrenstechnisch der pH-Wert deutlich zu senken ist. Wenn dies nicht erreicht werden kann, sind Vorgruben und Hydrolysestufen gasdicht auszuführen und an das Gassystem anzuschließen.

2.2 Biogasspeicher

Gasspeicher, die in der Regel als Foliengasspeicher ausgeführt werden, sind gegen unzulässige Druckbedingungen mindestens über eine Über-/Unterdrucksicherung (ÜUDS) abgesichert. Diese stellt eine Sicherheitseinrichtung dar und diese darf im Regelbetrieb nicht auslösen. Daher ist das Biogasspeichermanagement, d. h. der Füllstand im Regelbetrieb (maximale und minimale Füllung), so zu gestalten, dass über die ÜUDS kein Gas entweicht und diese nur im Havariefall ansprechen.

Das Hauptproblem stellt hierbei die Qualität der Füllstandsmessung dar. Seilzüge und Schlauchwaagen besitzen im unteren Füllstandsbereich oft einen Totraum. Auch führt die Messung aufgrund unregelmäßiger Ausformung der Gasspeichermembran zu Messfehlern. Durch Einsatz mehrerer Seilzüge/Schlauchwagen lässt sich dieser Fehler etwas reduzieren.

Druckbasierte Messsysteme bilden bei Tragluftspeichern in der Regel nur die Zustände „technisch voll“ und „technisch leer“ zuverlässig ab, weshalb diese Verfahren nicht als alleiniges Füllstandmesssystem eingesetzt werden sollten. Moderne Messsysteme, z. B. Ultraschallsensoren in Kugelgasspeichern, sind bisher bei Tragluftdächern nicht im Einsatz.

Aber auch das Management hat einen großen Einfluss auf die Fahrweise der Speicher. Ursache für die Ableitung von Biogas über die Notfackel bzw. im schlechtesten Fall unkontrolliert über die ÜUDS der Gasspeicher ist oft ein schlechtes, nicht optimal auf die Gasverwertung abgestimmtes Biogasspeichermanagement. Oftmals entscheidet sich der Anlagenfahrer für einen hohen Füllstand im Regelbetrieb, um immer genügend Gas für die Auslastung des BHKW zu haben. Hierbei wird jedoch verkannt, dass Störungen und Ausfälle bei der Verstromung deutlich schneller und häufiger auftreten, als Störungen der Biologie. Deshalb ist für den Grundlastbetrieb der BHKW im Regelbetrieb ein Füllstand zwischen 25 und 50 % anzustreben, um für einen BHKW-Ausfall entsprechende Speicherkapazität vorzuhalten. Vor planmäßigen Wartungsarbeiten sind die Speicher weitgehend zu entleeren und das Fütterungsmanagement ist anzupassen.

Durch den flexiblen BHKW-Betrieb (Flexbetrieb) wird dieses Problem noch verstärkt, indem oft das gesamte Speichervolumen für die flexible Fahrweise verplant wird. Daher ist im Flexbetrieb der Maximalfüllstand in Abhängigkeit von der Qualität der Füllstandsmessung auf 90 % zu begrenzen. Zwischen dem Füllstand, der zum Auslösen der automatischen Fackel und dem, der zum Ansprechen der ÜUDS führt, muss so viel Raum sein, dass die komplette Gasfreisetzung verbrannt werden kann, ohne dass die ÜUDS

anspricht. Grundsätzlich ist festzustellen, dass manuell zu zündende Fackeln nicht mehr dem Stand der Technik entsprechen, da nicht sichergestellt werden kann, dass diese in jedem Fall vor dem Ansprechen der ÜUDS in Betrieb gehen. Ein emissionsarmer Betrieb erfordert automatisch zündende Fackeln und zusätzlich möglichst eine automatische Aufzeichnung der Betriebszeit, um die Höhe der Gasverluste einschätzen zu können.

Die messtechnische Überwachung von ÜUDS erfolgt in der Praxis nur im Einzelfall. Diese Überwachung könnte wirtschaftlich und besonders aus Umweltsicht relevante Gasverluste offenlegen. Besonders unter den Bedingungen der Flexibilisierung wäre dies ein wichtiger Beitrag zum Erkennen der Gasverluste und zur Emissionsvermeidung. Geeignet sind hierfür Impulsmessung, Temperaturmessung und die Erfassung der Strömungsgeschwindigkeit.

Für die Speicherung des produzierten Biogases werden überwiegend aus Folien bestehende Niederdrucktrockengasspeicher mit einem Betriebsüberdruck von bis zu 100 mbar eingesetzt (i. d. R. unterhalb 5 mbar). Nach Technischer Information (TI) 4 dürfen die Folien eine maximale Gasdurchlässigkeit von $1.000 \text{ cm}^3/(\text{m}^2 \text{ bar d})$ aufweisen (Sozialversicherung für Landwirtschaft, Forsten und Gartenbau 2016). Inzwischen wird jedoch ein um die Hälfte kleinerer Grenzwert von $500 \text{ cm}^3/(\text{cm}^2 \text{ bar d})$ nach DWA M 375 (gemessen bei $23 \text{ }^\circ\text{C}$) gefordert (Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. 2017). Gleichwohl ist im Verhältnis zu anderen Emissionsquellen die Methandiffusion durch die Folien i. d. R. gering.

Unter Annahme von insgesamt zwei technisch vollen Gasspeichern (vollständige Ausformung der Biogasspeicherfolie, 20 m Durchmesser, 55 % CH_4 ; Methanproduktion $75 \text{ m}^3/\text{h}$) errechnet sich bei Einhaltung des Grenzwertes der TI 4 ein anteiliger Methanverlust durch Diffusion in Höhe von 0,04 %. Bei Tragluftdächern lässt sich diese Diffusion am Abluftaustritt in Form der Methankonzentration messen. Werden höhere Werte gemessen, so deutet das auch auf Leckagen hin.

2.3 Gärrestlager und Gärrestmanagement

Geruchs- und Methanemissionen aus nicht gasdicht abgedeckten Gärrestlagern werden durch die Temperatur der Gärreste und den bei der Fermentation erreichten Ausfallgrad dominiert. Durch die Homogenisierung der Gärreste vor der Ausbringung können zudem Emissionsspitzen (NH_3 und Geruch) auftreten.

Bei der Emissionsbeurteilung der Lagerung ist zwischen Lagerstätten ohne Abdeckung und solchen mit Abdeckung zu unterscheiden. Abdeckungen können gasdicht mit Gaserfassung oder nicht gasdicht ausgeführt werden. Auch nicht gasdicht abgedeckte Behälter weisen bereits eine Emissionsminderung gegenüber Becken ohne Abdeckung auf. Stand 2013 waren mehr als 50 % der Gärrestlager im Anlagenbestand gasdicht abgedeckt (Daniel-Gromke et al. 2013).

Im EEG 2012 wurde für Biogasanlagen festgelegt, dass die hydraulische Verweilzeit im gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System unabhängig vom Verfahren und Substratmix mindestens 150 Tage betragen muss. Die gasdichten Gärrestlager besitzen bei der Anlagenauslegung eine Doppelfunktion und können sowohl gemäß EEG (150 Tage Verweilzeit) als auch gemäß Düngeverordnung (180 bzw. 270 Tage Lagerkapazität) angerechnet werden (Abb. 2).

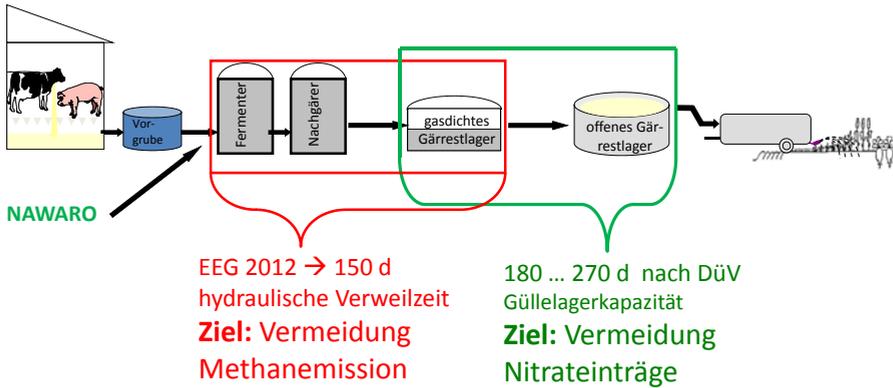


Abb. 2: Doppelfunktion des Gärrestlagers

Die vorgenannten Erfordernisse gelten dann nicht, wenn in der Anlage ausschließlich Wirtschaftsdünger eingesetzt wird, was aber besonders bei „kleinen Gülleanlagen“ mit z.T. sehr kurzen Verweilzeiten zu hohen Emissionen führen kann, besonders, wenn nur ein Behälter verwendet wird (Abb. 3).

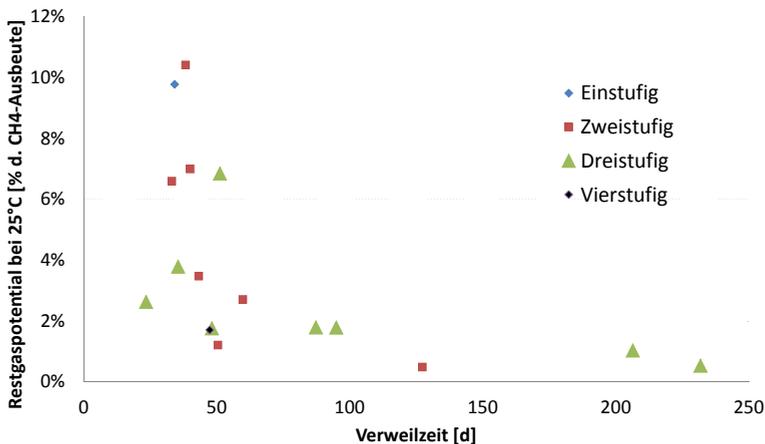


Abb. 3: In Proben aus realen Biogasanlagen ermitteltes Restgaspotenzial bei 25 °C (Reinhold 2013)

Biogasanlagen mit einem hohen Anteil an Wirtschaftsdüngern im Substratinput nutzen aufgrund der deutlich größeren Volumina überwiegend offene und/oder nicht gasdicht abgedeckte Gärrestlager, während mit steigendem Anteil von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) die Nutzung gasdicht abgedeckter Lagersysteme überwiegt (DBFZ Betreiberbefragung, Bezugsjahr 2016 (Clauß 2017)).

Im Hinblick auf die Erschließung von Wirtschaftsdüngerpotenzialen wäre eine flexiblere Regelung von 50 Tagen Mindestverweilzeit im Mehrbehältersystem zuzüglich 1 Tag je Prozent eingesetzter Feststoffe besser geeignet, als die starre Regelung von 150 Tagen Mindestverweilzeit im gasdichten System.

Bei der Beurteilung der Emissionen ist zwischen dem Restgaspotenzial, welches nach VDI bei 20 °C und 60 Tagen im Labor gemessen wird, und der Restgasemission in den realen BGA zu unterscheiden. Wesentlich ist die sich einstellende Temperatur im Gärrestlager, weshalb eine gezielte Abkühlung der Gärreste (z. B. durch Wärmerückgewinnung) eine wesentliche Maßnahme zur Minderung der Restgasemissionen darstellen kann. Setzt man die Restgasbildung bei 37 °C gleich 100 %, so wurden bei 25 °C noch ca. 30 bis 65 % der Restgasmenge gemessen. Bei 10 °C kam der anaerobe Prozess fast vollständig zum Erliegen (Abb. 4)

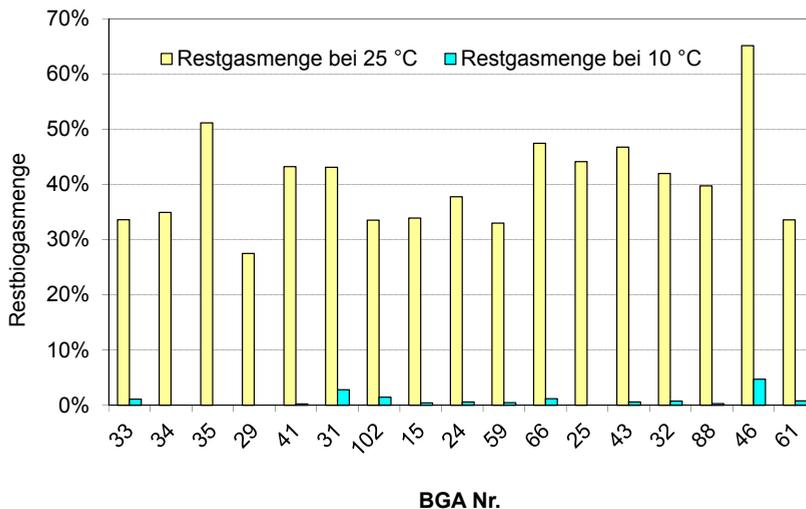


Abb. 4: Restgasbildung bei 25 und 10 °C Fermentationstemperatur (Reinhold 2013)

Bei der Gärrestaufbereitung z. B. durch Fest-Flüssig-Trennung, die oft im Freien ohne gezielte Luftführung stattfindet, sind Geruchs- und NH_3 -Emissionen möglich. Bei der weiteren Gärrestaufbereitung z. B. durch Trocknung können NH_3 , Staub und Gerüche in Abhängigkeit von der Technologie und Wirksamkeit der Abluftreinigung emittiert werden.

2.4 Biogasmotoren

In den Biogasanlagen werden vorrangig Otto- und Zündstrahl-Magermotoren mit Oxidationskatalysator (Oxi-Kat) zur Vor-Ort-Verstromung eingesetzt. Die im BHKW durch die Verbrennung des Biogas-Luft-Gemisches entstehenden Abgase enthalten folgende relevante Schadstoffe: Stickstoffoxide (NO_x), Kohlenstoffmonoxid (CO), Formaldehyd (HCHO), Schwefeldioxid (SO_2), Stäube (Partikel) sowie restliches CH_4 (sogenannter „Methanschluß“) in unterschiedlichen Konzentrationen. Diese Emissionen lassen sich standardisiert messen und sind in der Höhe über die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) in der Anlagengenehmigung begrenzt. Sie können durch technische Einrichtungen zur Abgasreinigung, wie Katalysatoren und Nachverbrennungsanlagen auf ein Minimum reduziert werden.

Die Motoreinstellung nimmt wesentlichen Einfluss auf die Emissionen des BHKW. Soll der Motor leistungsoptimiert bei hohem Wirkungsgrad betrieben werden, ist ein „fetteres“ Brennstoff-Luft-Gemisch anzustreben. Dies führt jedoch zu erhöhten NO_x -Emissionen. Um den Grenzwert der TA-Luft für NO_x einzuhalten, muss daher eine magerere Betriebsweise gefahren werden. Hierdurch sinken die Verbrennungstemperatur und die NO_x -Emissionen. Gleichzeitig ist jedoch aufgrund der ungünstigeren „langsameren“ Verbrennung eine Abnahme des elektrischen Wirkungsgrades und ein Anstieg des Methanschluuffs zu beobachten. Beispielhaft erhöhte sich bei einem 526 kW Gasmotor der Mehrverbrauch im „ NO_x -optimierten“ gegenüber dem „leistungsoptimierten“ Betrieb um etwa 1 % und die Methanemissionen um 16 %. Somit besteht hierin ein grundsätzlicher Zielkonflikt beim Betrieb von Biogas-BHKW.

Im Teillastbetrieb verstärken sich die zuvor beschriebenen Effekte, da bei gleichbleibender Umdrehungszahl sich der Energieinhalt und damit das Temperaturniveau im Brennraum verringern. Die Folgen sind Verringerung des elektrischen Wirkungsgrades und Erhöhung des Ausstoßes von Kohlenwasserstoffen. Bei Messungen an mehreren Motoren vor Ort betrug die Verringerung des elektrischen Wirkungsgrades bei 60 % Last zwischen 2,7 und 4,3 % (Abb. 5; Tappen et al. 2017). Da für die gleiche Leistung somit ein Mehrbedarf an Brenngas und damit Substrat notwendig ist, rechnet sich ein längerfristiger Teillastbetrieb unterhalb von 80 % bei der Flexibilisierung meist nicht und sollte auch aus Umweltsicht unterbleiben.

Der Start-Stopp-Betrieb (Intervallbetrieb) erfordert eine automatische Motor-Vorwärmung, um einen sicheren und verschleibaren Betrieb zu gewährleisten. Diese sollte auch die Vorwärmung des Motoröls einschließen. Während der Start-Stopp-Vorgänge entstehende erhöhte Schadstoffemissionen sind für das gesamte Emissionsgeschehen aufgrund der kurzen Dauer (ca. 5 Minuten) von untergeordneter Bedeutung.

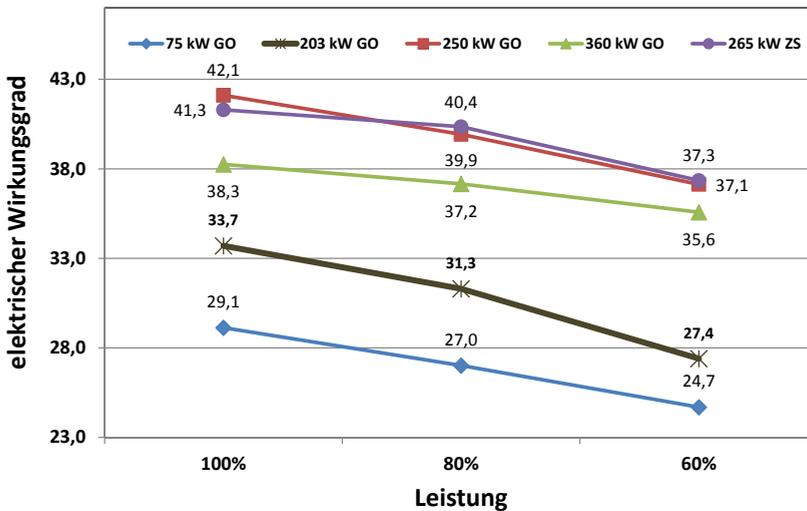


Abb. 5: Veränderung des elektrischen Wirkungsgrades in Abhängigkeit der Leistung an unterschiedlichen BHKW in der Praxis (Aschmann 2018)

Durch die Abgasbehandlung mittels Oxi-Kat werden zwar die Emissionen an CO- und Formaldehyd deutlich reduziert, auf NO_x und Kohlenwasserstoffe (hauptsächlich Methan) entfaltet dieser jedoch keine Wirkung.

Die Nutzung einer thermischen Nachverbrennung ermöglicht eine fast vollständige Umsetzung der im Abgas enthaltenen Kohlenwasserstoffe. NO_x werden hierbei nicht umgesetzt, können jedoch dann innermotorisch minimiert werden. Die Anschaffungskosten für diese Technologie sind allerdings hoch und die Reaktoren benötigen eine mehrstündige Aufheizphase, sodass dieses Verfahren für den Flexbetrieb von Biogasmotoren nicht geeignet ist.

Perspektivisch ist zur Reduktion der NO_x-Emissionen die selektive katalytische Reduktion (Selective Catalytic Reduction – SCR) einzuführen. Durch Eindüsen von Harnstofflösung in den Abgastrakt reagiert der Harnstoff in einem speziellen Katalysator mit NO_x zu Stickstoff und Wasserdampf. Entscheidend für eine hohe Konversionsrate und die Vermeidung der Emission von überschüssigem Ammoniak ist eine exakte Dosierung des Harnstoffs.

Mit der 44. BImSchV wird der Grenzwert für NO_x auf 0,1 g/m³ herabgesetzt. Neuanlagen müssen dann wohl ab 2025 und Bestandsanlagen ab 2029 den SCR-Kat einsetzen, da sonst diese Werte nicht erreichbar sind. Den Betreibern BImSchG-pflichtiger Anlagen wird daher geraten, sich rechtzeitig auf eine Umrüstung vorzubereiten. Gleichzeitig muss zukünftig auch der Grenzwert für NH₃ im Abgas eingehalten werden.

2.5 Emissionsminderung im Anlagenbetrieb

Neben konstruktiven Maßnahmen zur Emissionsminderung, wie z. B. der häufig durchgeführten nachträglichen gasdichten Abdeckung von offenen Gärrestlagern, können Änderungen des Anlagenbetriebs und der Betriebsorganisation die Emissionen erheblich mindern.

Das Gasspeichermanagement stellt hier ein wesentliches Element zur Vermeidung von Gasverlusten über die ÜUDS dar (Abschnitt 2.3). Dabei sind aber auch saisonale Einflüsse bzw. Änderungen der atmosphärischen Umgebungsbedingungen in Abhängigkeit von Tageszeit und Witterung, insbesondere Sonneneinstrahlung und Umgebungstemperatur zu beachten, die zur Expansion und Wasserdampfaufnahme des Biogases im Speicher führen. Auch sonstige Einflüsse, wie z. B. das Regime der Substratzufuhr oder des Betriebs der Rührwerke, die zur kurzfristigen Steigerung der Gasfreisetzung aus der Flüssigkeit führen, müssen einkalkuliert werden. Mehrbehältersysteme in Reihe verhindern Kurzschlussströme und reduzieren dadurch in Verbindung mit einer ausreichenden Verweilzeit das Restgaspotenzial merklich.

Durch die flexible BHKW-Fahrweise steigen perspektivisch die Anforderungen an das Biogasspeichermanagement und damit an den emissionsarmen Betrieb der Gasspeicher. Mithilfe von Rechenmodellen für den anaeroben Abbau könnte zukünftig die Gasproduktion und die verfügbare Nettogasspeicherkapazität unter Berücksichtigung der Wetterbedingungen wie Luftdruck, Sonneneinstrahlung und Umgebungstemperatur prognostiziert werden (Mauky et al. 2016).

Eine regelmäßige Eigenkontrolle ermöglicht die Auffindung und Beseitigung von Leckagen. Werte > 800 ppm CH_4 in der Abluft der Tragluftdächer deuten auf ein Leck in der Gasfolie hin. Zu niedrige Füllstände der Sperrflüssigkeit in der ÜUDS können ebenso wie schlecht gewartete Seildurchführungen zu Gasverlusten führen. Einbauten, wie Schaugläser, Rohre und Rührwerkshalterungen, sollten regelmäßig mit einem Methanspürgerät abgegangen und die Ergebnisse dokumentiert werden. Vorteilhaft für die Leckageerkennung ist auch die Kontrolle mit einer Methan sensitiven IR-Kamera, die einmal jährlich erfolgen sollte.

Aus den Fermentern und Gasleitungen kann CH_4 durch Leckagen, insbesondere an den Durchführungen von Antriebswellen oder Leitungen entweichen. Diese Verluste können durch regelmäßige Wartung (Fetten der Seildurchgänge) und Leckagekontrolle erkannt werden und sind umgehend zu beseitigen.

3 Zusammenfassung

Ein emissionsarmer Betrieb von Biogasanlagen erfordert eine Kombination von konstruktiven und organisatorischen Maßnahmen. Wesentlich sind hierbei:

- Vermeidung von offenen Anmischgruben und Hydrolysestufen, besonders wenn Gärrest als Flüssigkeitsgrundlage zur Anwendung kommt und der pH- Wert nicht sicher unter 6 eingehalten werden kann.
- Anpassung des Speichermanagements der Gasspeicher, sodass keine Emissionen durch die ÜUDS entstehen. Hierzu zählen neben einer die Realität widerspiegelnden Füllstanderkennung, ein Regelfüllstand von 25 bis 50 % bei konstantem Betrieb und eine ausreichende Reserve zwischen Maximalfüllung, d.h. Start der automatischen Fackel, und Ansprechen der ÜUDS bei flexiblem Betrieb. Auch die Weiterbildung des Anlagenfahrers darf nicht vernachlässigt werden.
- Gewährleistung einer weitgehenden Ausfäulung in Mehrbehältersystemen zur Vermeidung von Restgasemissionen aus offenen Lagerbehältern. Die Ausfäulung kann über die Bestimmung des Restgaspotenzials kontrolliert werden. Auch durch schnelle Abkühlung der Gärreste können ggf. noch stattfindende anaerobe Prozesse gestoppt werden.
- Regelmäßige Wartung und eine genehmigungskonforme Einstellung der Biogasmotoren, auch wenn dadurch Wirkungsgradverluste und somit Gasmehrverbräuche auftreten. Längerfristiger Teillastbetrieb ist zu vermeiden und bei flexibler Fahrweise im Start-Stopp-Betrieb sind die Motoren warm zu halten.
- Regelmäßig durchgeführte Leckagekontrollen an gasbeaufschlagten Anlagenteilen mit ggf. umgehender Beseitigung der aufgespürten Leckage.

Literatur

- Aschmann, V. (2018): Emissionsverhalten der BHKW beim Flex-Betrieb: 50. Biogas Fachtagung Biogas Thüringen, www.tll.de/www/daten/veranstaltungen/materialien/biogas/3_aschmann1118.pdf, Zugriff am 16.4.2019
- Clauß, Tina; Reinelt, Torsten; Rensberg, Nadja; Liebetrau, Jan (2017): Methanemissionen an Biogasanlagen und geeignete Minderungsmaßnahmen. Vortrag in: Biogas Convention, Nürnberg, 12.-14.12.2017
- Daniel-Gromke, J.; Denysenko, V.; Sauter, P.; Naumann, K.; Scheftelowitz, M.; Krautz, A.; Beil, M.; Beyrich, W.; Peters, W.; Schicketanz, S.; Schultze, C.; Deumelandt, P.; Reinicke, F. (2013): Stromerzeugung aus Biomasse O3MAP250. Zwischenbericht, Leipzig
- Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. (2018): Technische Dichtigkeit von Membranspeichersystemen, DWA-M 375, ISBN 978-3-88721-560-6

- Ewens, P. (2011): Umweltverträglichkeit von Biogasanlagen. In: Erneuerbare Energien. Band 5, Strategien und Forschung, Energierecht und -wirtschaft, Netze und Speicher. Hg. Thomé-Kozmiensky, K.J.; Beckmann, M., Neuruppin, TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, S. 291–300
- 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. *Chemical Engineering & Technology* 39(4), pp. 652–664, <https://doi.org/10.1002/ceat.201500412>
- Reinhold, G.; Gödeke, K. (2013): Untersuchungen zum Restgaspotenzial landwirtschaftlicher Biogasanlagen. In: Spezialtag: Emissionen aus Biogasanlagen: Messen, Bewerten, Mindern. Hg. VDI Wissensforum GmbH, Düsseldorf, VDI Verlag GmbH
- Schories, G.; Cordes, Ch.; Winterberf, R.: AcEta (2018): Bioprozesstechnische Optimierung zweistufiger landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Verbundprojekt, gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (Projektträger: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe), FKZ 22015412 und 22015412; Abschlussbericht, Bremerhaven
- Sozialversicherung für Landwirtschaft, Forsten und Gartenbau (2016): Technische Information 4 – Sicherheitsregeln für Biogasanlagen. https://www.svlfg.de/60-service/serv02_brosch/serv0201prae/serv020103_tech_info/09_ti4.pdf, Zugriff am 15.12.2017
- Tappen, S.J.; Aschmann, V.; Effenberger, M. (2017): Lifetime development and load response of the electrical efficiency of biogas-driven cogeneration units. *Renewable Energy* 114, pp. 857–865, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.07.043>

Danksagung

Die hier vorgelegten Ergebnisse sind aus der Arbeit der KTBL-Arbeitsgruppe „Betriebsbedingte Emissionen an Biogasanlage“ entstanden. Mitgewirkt in der Arbeitsgruppe haben: Volker Aschmann, Dr. Joachim Clemens, Dr.-Ing. Bernd Krautkremer, Dr.-Ing. Mathias Effenberger, Dr.-Ing. Gerd Reinhold (Vorsitzender), Dr.-Ing. Maximilian Prager, Torsten Reinelt, Simon Tappen, Waldemar Schavkan, Dr. Ralf Winterberg und Bernd Wirth.

Treibhausgas-Emissionen und Treibhausgas-Bilanzen im Biogassektor

TINA CLAUSS, JAQUELINE DANIEL-GROMKE, TORSTEN REINELT, JAN LIEBETRAU

1 Einleitung

Bei der Energieerzeugung aus Biogas können Treibhausgase (THG) eingespart werden im Vergleich zur Energieerzeugung aus fossilen Energieträgern. Ob und wie viel THG eine Biogasanlage einspart, hängt von vielen Faktoren ab, insbesondere von der Art des Substrats, dem Grad der externen Wärmenutzung und der Höhe der THG-Emissionen an der Anlage. Eine THG-Bilanzierung ermöglicht hier, einen Vergleich zwischen den verschiedenen Energiekonzepten. Hierbei werden alle relevanten In- und Outputströme erfasst, deren klimarelevanten Emissionen ermittelt und entsprechend ihrer Klimagaswirkung in CO₂-Äquivalenten umgerechnet. Die THG-Emissionen werden anschließend auf eine funktionelle Einheit bezogen, hier CO₂-Äquivalente je kWh_{el}. Bei Biogasanlagen spielt insbesondere die Emission von Methan eine wichtige Rolle, da Methan neben CO₂ ein Hauptbestandteil im Biogas ist und eine 28-fach höheres THG-Potenzial als CO₂ aufweist (für einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren) (Myhre et al. 2013).

Ein wichtiger Teil bei der THG-Bilanzierung stellen die direkten THG-Emissionen an der Biogasanlage dar, die vielfältigen Quellen entspringen. Besonders relevante Emissionsquellen stellen hier Leckagen, das Abgas des Blockheizkraftwerks (BHKW) und die offene Gärrestlagerung dar. Die betriebsbedingten Emissionen aus den Über-/Unterdrucksicherungen (ÜUDS) der Gasspeicher sind im Anlagenbestand vermutlich ebenfalls nicht zu vernachlässigen. Untersuchungen haben ergeben, dass eine ungünstige Fahrweise der Biogasanlage ein regelmäßiges Auslösen der ÜUDS zur Folge haben kann (Reinelt et al. 2019).

Da die Art der Quellen, die verwendeten Technologien und Anlagenkonzepte sehr stark variieren und nur eine geringe Anzahl an Messungen verfügbar ist, ist es eine Herausforderung, allgemeingültige Aussagen zu den Emissionen von Biogasanlagen zu treffen. Ein statistisches Modell kann hier Abhilfe schaffen, und soll in diesem Artikel kurz erläutert werden. Mithilfe des Modells soll es möglich sein, die Emissionen verschiedener Anlagenkonzepte zu ermitteln und somit herauszufinden, welche Konzepte besonders emissionsarm sind. Es soll aber auch möglich sein, die Emissionen des Biogasanlagenbestands für die THG-Inventare abzuschätzen.

In einem weiteren Schritt wäre es dann möglich, mit weiteren zusätzlichen Erhebungen ebenfalls die THG-Bilanzierung für den gesamten Anlagenbestand genauer und repräsentativer darzustellen.

2 Emissionsquellen an Biogasanlagen und deren Quantifizierung

An Biogasanlagen können vielfältige Emissionsquellen auftreten. Neben diffusen Emissionen aus Leckagen oder offener Lagerung von Substraten oder Gärresten können auch gerichtete Emissionen zum Beispiel aus dem Abgasrohr des Blockheizkraftwerks oder den ÜUDS der Gasspeicher auftreten. Es treten Emissionen auf, die nahezu konstant sind, aber auch Emissionen die zeitlich starken Schwankungen, abhängig vom Betriebszustand oder saisonalen Effekten, unterliegen.

Um die Emissionen der unterschiedlichen Quellen einer Biogasanlage zu quantifizieren, kommen verschiedene Messmethoden zum Einsatz.

Im Allgemeinen unterscheidet man zwischen On-Site-Ansätzen und Remote-Sensing-Ansätzen. Bei den On-Site-Ansätzen werden zunächst die vorhandenen Emissionsquellen detektiert und anschließend quantifiziert. Hingegen ermöglichen die Remote-Sensing-Ansätze die Quantifizierung der gesamten Emissionen einer Anlage. Hier werden die Emissionen üblicherweise nicht direkt an den Quellen, sondern in einer gewissen Entfernung von der Anlage gemessen und ermittelt.

3 Treibhausgas-Bilanzierung von Biogasanlagen

Für die THG-Bilanzierung werden alle relevanten In- und Outputströme der Energie sowie Hilfs- bzw. Einsatzstoffe eingerechnet. Als negative THG-Emissionen werden zudem Gutschriften angerechnet, die sich aus der Nutzung von Gülle in der Biogasanlage, der Nutzung des Gärrests als Düngemittel aufgrund der Substitution mineralischen Düngers und der externen Wärmenutzung aufgrund der Substitution fossiler Wärme ergeben. Die Bilanzierung umfasst den gesamten Prozess von der Rohstoffbereitstellung über die Biogaserzeugung bis hin zur Biogasverwertung im Blockheizkraftwerk. Für die THG-Bilanzierung werden alle klimarelevanten Gase, die während des Prozesses entstehen in CO₂-Äquivalente umgerechnet, d.h. für die Umrechnung von Methan in CO₂-Äquivalent wurde ein Faktor von 28 (Myhre et al. 2013) gewählt, welcher das im Vergleich zu CO₂ 28-fach höhere THG-Potenzial von Methan gerechnet über einen Zeitraum von 100 Jahren widerspiegelt.

Für die THG-Bilanzierung spielen im Wesentlichen folgende Faktoren der einzelnen Biogasanlagen eine Rolle:

- Gasproduktion
- Stromproduktion
- Strombedarf für die Biogasanlagen
- Strombedarf für das BHKW

- Einzelne Emissionsquellen
- Emissionen der Anbaubiomasse t
- Güllemengen
- Nährstoffgehalt des Gärrests
- Externe Wärmenutzung

In Reinelt et al. 2019 wurden THG-Bilanzen für 10 Beispielanlagen berechnet. Es lässt sich feststellen, dass die großen Unterschiede in den hier ermittelten Saldi hauptsächlich durch die Unterschiede im Methanschluß, dem unterschiedlichen Grad der externen Wärmenutzung und der Gülle- und Gärrestnutzung begründet sind.

In Liebetrau et al. 2017 wurde bereits untersucht, wie viel Methanemissionen eine Anlage mit einem bestimmten Gülleanteil und einem bestimmten Grad der Wärmenutzung maximal haben darf, um eine THG-Einsparung von 70 % gegenüber der fossilen Referenz (fossil fuel comparator) aufzuweisen. Bei einer reinen NawaRo-Anlage mit 40 % Wärmeauskopplung sind demzufolge 2 % Methanemission möglich. Verzichtet man auf die Wärmenutzung, dürfen nur noch 1 % Methanemissionen anfallen, was meist schon deutlich weniger ist als allein die Emissionen aus dem BHKW. Eine Anlage, welche 80 % Gülle einsetzt, darf 7 % CH_4 -Verluste aufweisen. Bei einem Absinken des Gülleanteils auf 20 %, sind nur noch 1,5 % Methanemissionen möglich, um eine THG-Einsparung von 70 % zu erreichen.

4 Modellierung von Emissionen und Treibhausgas-Bilanzen von Biogasanlagen

Die Methanemissionen an Biogasanlagen sind wichtig für die THG-Bilanzierung, aber aufgrund der geringen Datenlage und der Vielzahl verschiedener Anlagenkonzepte und Technologien schwer zu fassen. Deshalb beschäftigt sich das Forschungsvorhaben „EvEmBi – Evaluation and reduction of methane emission from different biogas plant concepts“ (gefördert durch ERA-NET Bioenergy, in Deutschland durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft vertreten durch den Projektträger Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V.) mit der Ermittlung der Emissionsfaktoren verschiedener Anlagenkonzepte. Des Weiteren sollen die Emissionen des gesamten Biogasanlagenbestands der am Forschungsvorhaben teilnehmenden Länder (Deutschland, Österreich, Schweiz, Schweden, Dänemark) abgeschätzt werden.

Zur Quantifizierung der Gesamtemissionen in Betrieb befindlicher Biogasanlagen ebenso wie für verschiedene Anlagenkonzepte in Deutschland und Europa soll ein Modell entwickelt werden. Als Vorbild dient das von Balcombe et al. 2018 für die Erdgasversorgungskette entwickelte Modell. Zunächst wurden einzelnen Handlungsschritte

definiert, um eine Quantifizierung der Emissionen im gesamten Biogasanlagenbestand, eine Bewertung der verschiedenen und individuellen Anlagenkonzepte und die daraus resultierende Ableitung von Minderungsmaßnahmen zu erreichen. Die einzelnen Handlungsschritte sind in einem Flussdiagramm in Abbildung 1 dargestellt.

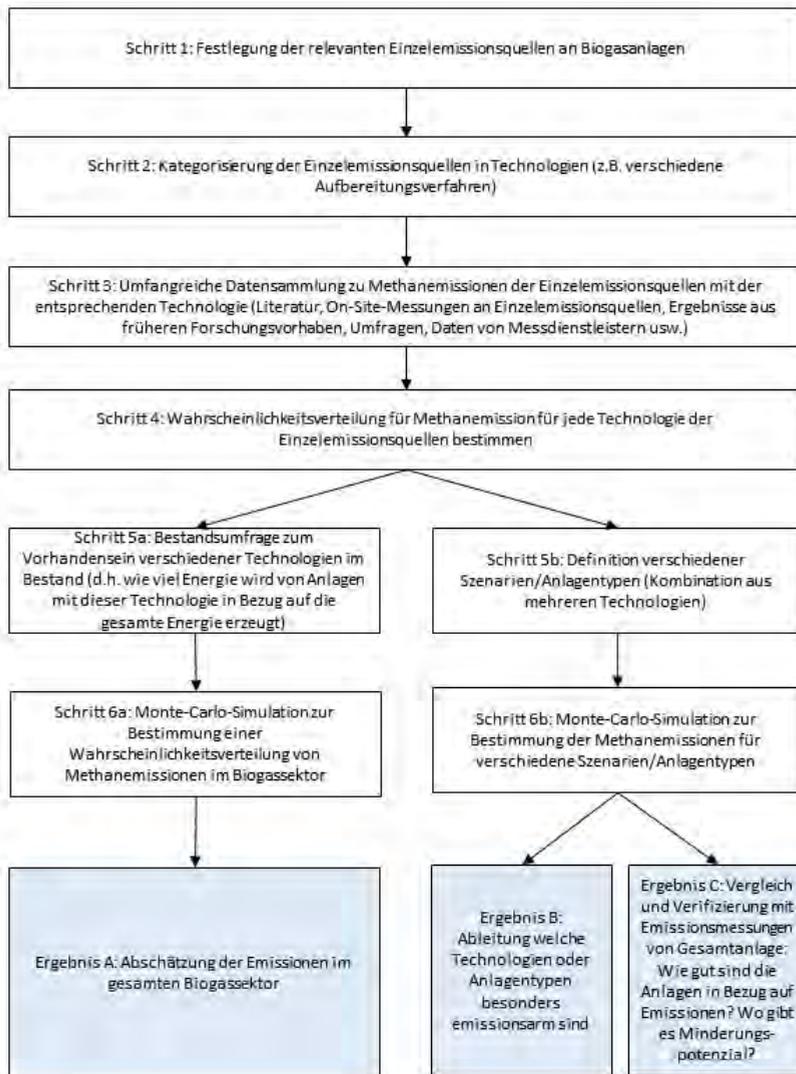


Abb. 1: Schema zur Modellierung der Methanemissionen verschiedener Anlagenkonzepte und des gesamten Biogasanlagenbestands (© DBFZ)

Zunächst ist festzulegen, welche relevanten Einzelemissionsquellen an Biogasanlagen vorliegen (Schritt 1). Für diese sollen in einem späteren Schritt Parametrisierungen für das Emissionsquantifizierungsmodell gefunden werden. Relevante Einzelemissionsquellen an Biogasanlagen im Normalbetrieb sind die Vorbehandlung, offene Gärrestlagerung, die Gasverwertung und die Gärrestaufbereitung. Eine weitere wichtige Gruppe von Emissionen an Biogasanlagen stellen die Emissionen durch OTNOCs (other than normal operation conditions) dar. Diese bezeichnen alle Arten von Emissionen, die während Betriebszuständen außerhalb des „Normalbetriebs“ auftreten. Hierzu gehören unter anderem Emissionen aus Leckagen, Auslöseereignisse von ÜUDS und die Öffnung von Gasspeichern aufgrund von Wartungen.

Nach der Festlegung der Einzelquellen müssen diese in verschiedene Technologien kategorisiert werden (Schritt 2). Bei der Kategorisierung spielt auch die zur Verfügung stehende Datengrundlage eine Rolle, so dass ausreichend Emissionsdaten zu jeder ausgewählten Technologie zur Verfügung stehen sollten. Zu berücksichtigende Technologien sind zum Beispiel die Art des Biogasaufbereitungsverfahrens, das Vorhandensein eines Blockheizkraftwerks (BHKW) oder das Vorhandensein einer thermischen Nachverbrennung. Es ist auch möglich, den Detaillierungsgrad des Modells später anzupassen, falls sich die Datengrundlage ändert.

Als nächster Schritt (Schritt 3) erfolgt eine umfangreiche Datensammlung zu den festgelegten Technologien. Dazu gehören Umfrageergebnisse aus Anlagenbetreiberbefragungen zu emissionsrelevanten Anlagendaten, komponentenspezifische Emissionsdaten aus früheren Forschungsvorhaben und dem laufenden Vorhaben „EvEmBi“ vom DBFZ und von den Projektpartnern, Literaturrecherche und Daten von Dritten (z. B. von Messdienstleistern).

Die Methanemissionsrate jeder einzelnen Technologie wird dann in einem Histogramm dargestellt und anschließend durch Anpassungsalgorithmen eine Wahrscheinlichkeitsverteilung daran angepasst (Schritt 4). Mithilfe von Schätzverfahren, z. B. der Maximum-Likelihood-Methode, wird die plausibelste Wahrscheinlichkeitsverteilung für die gegebene Datengrundlage ermittelt.

Bei den weiteren Schritten wird zwischen der Analyse des gesamten Anlagenbestands oder einzelner Anlagenkonzepte unterschieden. Für die Untersuchung verschiedener Anlagenkonzepte müssen zunächst verschiedene Anlagenkonzepte bzw. Szenarien definiert werden (Schritt 5a). Szenarien bezeichnen eine Kombination aus verschiedenen Technologien und Parametervariationen.

Die ermittelten Wahrscheinlichkeitsverteilungen der einzelnen Technologien dieser Szenarien werden als Eingabeparameter für die anschließende Monte-Carlo-Simulation genutzt (Schritt 6a). Die Monte-Carlo-Simulation dient dazu, mithilfe einer Vielzahl von Zufallsexperimenten die Variation der Emissionen für Anlagen dieser Technologie zu

ermitteln. Daraus resultieren Aussagen darüber, welche Anlagenkonzepte besonders gut in Bezug auf Emissionen sind (Ergebnis B). Es ist auch möglich die Monte-Carlo-Simulation für ein konkretes Anlagenbeispiel durchzuführen und mit Emissionsmessungen an dieser Anlage zu vergleichen. Dadurch kann zum Beispiel ermittelt werden, wie hoch der Emissionsfaktor im Vergleich zu Anlagen mit demselben Anlagenkonzept ist. Weiterhin kann daraus abgeleitet werden, wie viel Emissionen durch Minderungsmaßnahmen eingespart werden könnten (Ergebnis C).

Eine weitere Aufgabe des Modells besteht in der Ermittlung repräsentativer Emissionsfaktoren des gesamten nationalen Biogasanlagenbestands bzw. -sektors (Ergebnis A). Eine wichtige Grundlage für diese Ermittlung stellt die Kenntnis über den Einsatz bestimmter Technologien im gesamten Anlagenbestand dar. Dies kann auf Basis umfangreicher Anlagenbetreiberbefragungen ermittelt werden. Das DBFZ führt jährliche Betreiberbefragungen von Biogasanlagen durch. Die Fragebögen wurden für die Ermittlung der Emissionen im Biogassektor um emissionsrelevante Fragen ergänzt. Die Auswertung dieser Fragen ermöglicht Rückschlüsse darüber, wie viel Biogas von Biogasanlagen mit einer bestimmten Technologie in Bezug auf den Gesamtbestand erzeugt wird (Schritt 5a). Mit diesen Informationen können dann ebenfalls Monte-Carlo-Simulationen durchgeführt werden, um eine Wahrscheinlichkeitsverteilung über die Methanemissionen im Biogassektor zu erhalten (Schritt 6a).

Das Modell kann im weiteren Verlauf ebenso dazu genutzt werden, genauere THG-Bilanzen des Biogasanlagenbestands und THG-Bilanzen verschiedener Biogasanlagenkonzepte zu erstellen. Hierfür müssen zusätzlich Bestandsdaten zur Wärmenutzung und zu den verwendeten Substraten einfließen.

5 Zusammenfassung

Um die THG-Bilanzen einer Biogasanlage zu ermitteln, müssen alle Input- und Outputströme messtechnisch erfasst oder abgeschätzt werden. Je nach verwendeter Gülle- und Wärmenutzung ergeben sich demnach maximale Methanemissionen, die eine Anlage haben darf, um THG-Emissionen gegenüber der Strombereitstellung aus fossilen Energieträgern einzusparen.

Aufgrund der Vielzahl verschiedener Anlagenkonzepte und der geringen Verfügbarkeit von Messdaten ist es sehr schwierig, eine Abhängigkeit der Methanemissionen vom Anlagenkonzept aufzuzeigen, bzw. die Emissionen des gesamten Bestands zu ermitteln. Aus diesem Grund wird ein statistisches Modell entwickelt, welches Abschätzungen der Emissionen in Bezug auf die unterschiedlichen Konzepte bzw. den gesamten Bestand an Biogasanlagen treffen kann. Hierfür ist eine große Datensammlung für die einzelnen

Technologien im Biogasbereich notwendig. Für einzelne Technologien wurden bereits Daten gesammelt und Wahrscheinlichkeitsdichten bestimmt. Aus der Kombination dieser verschiedenen Technologien innerhalb eines Monte-Carlo-Modells ergibt sich dann eine Verteilung über die Emissionen der Biogasanlagen eines bestimmten Anlagenkonzepts oder des gesamten Biogasanlagenbestands.

Literatur

- Balcombe, P.; Brandon, N.P.; Hawkes, A.D. (2018): Characterising the distribution of methane and carbon dioxide emissions from the natural gas supply chain. *Journal of Cleaner Production* 172, pp. 2019–2032, DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.11.223
- Liebetau, J.; Reinelt, T.; Agostini, A.; Linke, B. (2017): Methane emissions from biogas plants. Methods for measurement, results and effect on greenhouse gas balance of electricity produced. IEA Bioenergy Task 37, http://task37.ieabioenergy.com/files/daten-redaktion/download/Technical%20Brochures/Methane%20Emission_web_end_small.pdf, Zugriff am 17.01.2018
- Myhre, G.; Shindell, D.; Bréon, F.-M.; Collins, William; Fuglestedt, J.; Huang, J. et al. (2013): Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: *Climate change 2013. The physical science basis; Working Group I contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Eds., Stocker, T.F.; Qin, D.; Plattner, G.-K.; Tignor, M.M.B.; Allen, S.K.; Boschung, J., New York NY, Cambridge Univ. Press, pp. 659–740, https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf, Zugriff am 22.01.2019
- Reinelt, T.; Clauß, T.; Daniel-Gromke, J.; Liebetau, J.; Wirth, B. (2019): Betriebsbedingte Emissionen von Biogasanlagen (BetEmBGA). Schlussbericht, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., unveröffentlicht

Zukunftsweisende Konzepte für landwirtschaftliche Biogasanlagen – eine Agenda

PETER SCHÜNEMANN-PLAG

Aufgabenstellung

In Deutschland sind seit den 90er-Jahren rund 9.500 Biogasanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von rund 4.800 MW, davon rund 1.000 MW flexibel, errichtet worden. Die ersten Jahrgänge nähern sich inzwischen ihrem EEG-Laufzeitende. Es hat deshalb eine intensive Suche nach Konzepten eingesetzt, die Biogasanlagen einen Weiterbetrieb für weitere 10 Jahre oder sogar dauerhaft ermöglichen. Hierzu muss der Blick sowohl auf die technischen und ökonomischen als auch auf die sozialen Anteile des Problems gerichtet werden. Dies kann nicht ohne Berücksichtigung möglicher Energiewendeszenarios geschehen, die eine wesentliche Bestimmungsgröße darstellen.

1 H₂: Die Energiewende 2020 – 2030 – 2050 – 2080

Die Energiewende hat die Aufgabe zu lösen, fossile Energieträger stofflich und energetisch zu ersetzen. Nach heutiger Kenntnis wird dies nur durch den steigenden Ausbau von Wind- und Solarenergieanlagen zu bewältigen sein.

Tab. 1: Thesen zum Energiewendefahrplan 2020 bis 2080

Stimme zu		Energiewendefahrplan Deutschland: Thesen	Gültig für Zeitraum
Ja	Nein		
x		Ausscheiden der Kernenergie	bis 2023
x		Ausscheiden der Braunkohle	2020 - 2038
x		Ausscheiden der Steinkohle	2030 - 2050
x		Ausscheiden des Erdgases (Grünes Erdgasnetz oder gar keins?)	2040 - 2080
x		Kernfusion steht nicht zur Verfügung, daher neue technische Lösungen auf der Basis bekannter Prozesse	vor 2050
x		Wind und Sonne werden stark ausgebaut	2020 - 2050
x		Volatile Produktion erfordert neue starke Puffersysteme	ab 2025
x		Demand Side Management und P2H allein wird nicht ausreichen	ab 2025
x		Ein starkes H₂ - System wird auf- und ausgebaut (100 bis 200 Gigawatt bei 100 Mrd. Euro Invest nur für die Elektrolyse)	ab 2030
		Ein starkes Batteriespeicher - System wird auf- und ausgebaut	ab 2025
		Strom-, Mobilitäts-, Wärme- und Stoffsektor werden gekoppelt	ab 2025
		Aufbau einer hybriden Wasserstoff / Elektro - Fahrzeugflotte	2020 - 2030
		Rückkehr des Marktes in den Energiesektor! "Entkernung des Strompreises von Festpreiskomponenten"	2020 - 2030
		Strompreis frei Netz oder frei Nutzer? (Marktdesign)	2020 - 2030

Im zeitlichen Verlauf werden zunächst die Kernenergie und die Braunkohle aus dem Energiemix ausscheiden. Steinkohle könnte möglicherweise über CCS (Carbon Capture and Storage) eine Übergangsberechtigung zugesprochen werden. Noch weiter in der Zukunft könnte über die Nutzung von Erdgas entschieden werden. Erste Analysen dazu sind schon jetzt verfügbar (Becker Büttner Held Consulting AG 2018).

Ob in der Zwischenzeit die häufig diskutierte Kernfusion zu konkurrenzfähigen Kosten und mit gesellschaftlicher Akzeptanz dargestellt werden kann, ist heute vollkommen unentschieden.

Die Bereitstellung erneuerbarer Produkte in

- qualitativer (Stoff oder Energie),
- quantitativer,
- temporaler und
- lokaler

Allokation bedeutet eine enorme Herausforderung. Der dabei einzuschlagende Pfad ist seit Jahren Gegenstand vieler Untersuchungen. Während die bereitzustellende Menge in aller Regel nicht als problematisch angesehen wird, scheint die zeitliche Zuordnung derzeit das größte Problem zu sein. Allerdings wird dabei häufig übersehen, dass zeitlich und räumlich eng zusammenhängen. Die Problematik des Ausbaus des Elektrizitätsnetzes (Leitungsbau und sonstige Hardware, z.B. Phasenschiebertransformatoren) weist darauf hin und ist Gegenstand breiter Diskussionen (Wuppertal Institut 2018).

Offen bleibt dabei z.B. die Allokation der H₂-Infrastruktur: Umwandlung des Stromes in Nähe der Stromerzeugung oder in Nähe des H₂-Verbrauchs (Joest et al. 2009).

Der volatile Anfall von Strom aus Wind und Sonne erfordert weitere und stärkere Puffersysteme, um eine zunehmende Abregelung dieser Ressourcen zu vermeiden. Hier bieten sich vor allem Batteriespeicher und der Wasserstoffpfad an.

In Abbildung 1 ist diese Situation beispielhaft (und unvollständig) dargestellt. Biogas erscheint eingezwängt zwischen den verschiedenen Optionen (Kapitel 4):

- Strom oder Gas
- Treibstoff oder KWK
- Reststoffe oder Energiepflanzen
- Flex oder Grundlast

Aber auch die anderen erneuerbaren Pfade können sich auf kein erkennbares Marktdesign berufen, um ihren Anteil an Erzeugung, Konversion, Speicherung und Bereitstellung quantitativ, lokal und temporal marktwirtschaftlich darzustellen.

Möglicherweise wäre es Aufgabe des Gesetzgebers, ein Marktdesign vorzustellen, in dem sich die erneuerbaren Energien dann soweit wie möglich frei nach Angebot und Nachfrage bewegen könnten. Die Aufgabe ist nicht einfach, weil die Festlegung auf einen Ausbaupfad nicht nur hinsichtlich der Erzeugung, sondern auch der sonstigen Kom-

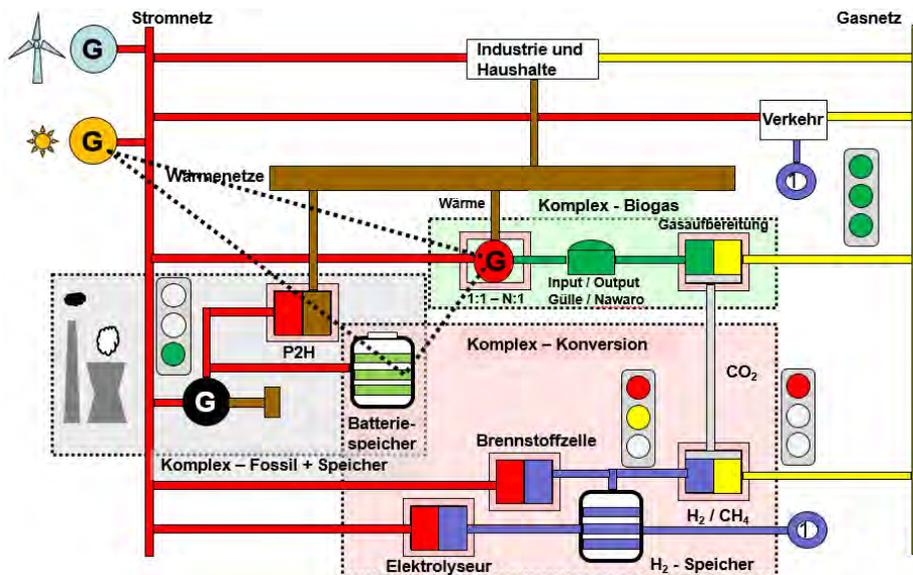


Abb. 1: Biogas eingeklemmt zwischen Erzeugung, Konversion und Speicherung (© Schünemann-Plag)

ponenten dieses zukünftigen Marktes außerordentlich kapitalintensiv ist. Dies könnte der Grund für eine momentane (gefühlte) Stagnation sein.

Es ist zu erwarten, dass diese Stagnation in den 2020er-Jahren überwunden wird und weitreichende Entscheidungen getroffen werden. Die kommenden 2020er-Jahre werden deshalb ein spannendes und innovatives Jahrzehnt werden.

Aktuelle Entwicklungen in den Bereichen

1. Intelligente Netze (SINTEG; BMWi und verschiedene Fördernehmer (BMWi 2018),
 2. Batteriespeicher (z. B. HyReK; SWB)
 3. Wasserstoffherstellung P₂G (Element Eins; Tettet u. a., und
 4. Wasserstoffmobilität (z. B. H₂ Mobility; Konsortium aus Gas- und Fahrzeugindustrie)
- lassen erkennen, welche Aufbruchstimmung derzeit in diesen Bereichen herrscht.

By the way: Die zunehmende Digitalisierung und das autonome Fahren wird die Fahrzeuge nicht nur zum Tanken holen, wenn die Wasserstoffspeicher voll sind. Autonome LKWs im Fernverkehr werden in verkehrsreichen Zeiten die Strecken „freigeben“ können, insgesamt aber deutlich höhere Fahrzeitanteile haben – sie brauchen nicht mehr nachts auf dem Rastplatz stehen und tagsüber im Stau! Und sie können bei Bedarf Strom produzieren, um das Netz in Flaute zu stützen. Das spart Installationen für die Rückverstromung von Wasserstoff. Die Energiewende verbindet sich mit der Digitalisierung. Es könnte so kommen oder ist das doch alles Zukunftsmusik?

2 EEG & Co.: „Kernsanierung“ des Strompreises zur Freisetzung der Marktkräfte

Derzeit ist festzustellen, dass die installierten Puffersysteme (Speicher, Elektrolyseure, H₂-Tankstellen) ihre Funktion noch nicht kostendeckend erfüllen. Insbesondere im Fall der Elektrolyse spielt der Eingangspreis des verwendeten Stromes eine entscheidende Rolle für die Wirtschaftlichkeit.

Es ist nicht zu erwarten, dass sich dies ohne eine Reformierung des Strompreises und der „Entkernung“ von wesentlichen Anteilen der Steuern und Abgaben (Stromsteuer, EEG-Umlage usw.) ändern könnte. Man kann auf die Entwicklung gespannt sein.

Für die tragende Rolle von Wasserstoff im zukünftigen System erneuerbarer Energien muss eine kostendeckende Fahrweise der Elektrolyseure verlangt werden. Um nur die kurzzeitigen Stromspitzen abzapfen zu dürfen, dürfte das System zu teuer werden. Es ist von 3.000 bis 4.000 Jahresstunden im Normalbetrieb auszugehen. „Überschüssigen“ (Wind-) Strom wird es bei dieser Fahrweise nicht geben (Fraunhofer-Institut 2018).

Vor diesem Hintergrund kann angenommen werden, dass Flexibilität keine Leistung ist, an der es in der zukünftigen Energiewelt mangeln wird!

Trotzdem ist ein Übermaß an Konversion zu vermeiden, da Verluste und Prozesskosten zur Unwirtschaftlichkeit führen. Es ist zu erwarten, dass die zunehmende Digitalisierung eine erhebliche Rolle in intelligenten Netzen spielen wird.

Es bleibt offen, ob der zukünftige Strompreis für Biogasanlagen auskömmlich sein wird.

3 Follower: Ausschreibung und Kosten

Die Biogasbestandsanlagen werden in naher Zukunft möglicherweise über das Ausschreibungsverfahren (z. B. in aktuell gültiger Form im EEG 2017) eine zunächst 10-jährige Fortsetzung anstreben können. Anschließend wird sich die Frage nach einem dann „rechtslosen“ Weiterbetrieb stellen (Abb. 2). Es versteht sich, dass nicht alle Anlagen geeignet sind, die Rechtsfilter und die ökonomischen Barrieren zu überwinden.

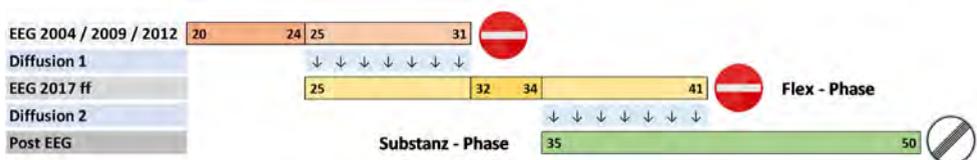


Abb. 2: Rechtsübergänge von Biogasanlagen (© Schünemann-Plag)

Es stellen sich daher eine Reihe von Fragen, um die Zukunftschancen abzuschätzen:

1. Welche Anlagen sind geeignet für den Weiterbetrieb? (Diffusionsrate 1, 2)
2. Wie groß ist ihr Gesamtanteil? (Diffusionsrate 1, 2)
3. Welches sind geeignete Typisierungsmerkmale?
 - Input (= Kosten): NawaRo, Wirtschaftsdünger, Reststoffe
 - Output (= Leistung): Strom (flexibel – unflexibel), Wärme, Gas, Nährstoffe
4. Welche Rolle spielt die Sozioökonomie?
5. Worin bestehen die Übergangsaktivitäten? (Filter 1 und 2)
 - Einstellen auf die Filter (Preis, Maisanteil, Flexvorgabe, bauliche Regeln)
 - Investitions-/Desinvestitionsverhalten
 - Bestehende Verpflichtungen (Wärmenetze)
 - Wechsel des Schwerpunktes (Strom/Gas – Mais/Wirtschaftsdünger)
6. Halten die Regeln bis 2029/2031? (Flex-Filter)
7. Kommen Neueinsteiger hinzu?

Um diese Fragen sinnvoll ökonomisch zu gewichten, bietet es sich an, eine detailliertere Leistungs- und Kostenrechnung als bisher anzuwenden.

Tab. 2: Stationskosten in ct/kWh H_i und Vollkosten inklusive kalkulatorischer Kapitalverzinsung von 7,5 % (gilt durchweg im Vortrag!)

Kostenstelle	Substrat frei Lager <small>i=1</small>	Substrat-lager <small>i=2</small>	Substrat kondition. <small>i=3</small>	Anlage befüllen <small>i=4</small>	Gärstrecke <small>i=5</small>	Gärrest- verarbeitung <small>i=6</small>	Gärprodukt- lager <small>i=7</small>	Gärrest ausbringen <small>i=8</small>	BHKW 1:N und Netz <small>i=9</small>
Vollkosten	3,20	0,93		0,25	2,61		0,68	0,38	1,52
Grenzkosten	3,20	0,50		0,25	2,05		0,23	0,38	1,35
Vollkosten	$\sum_{t=1}^n K(t)$ 3,20	4,13	4,13	4,38	6,98	6,98	7,66	8,03	9,55
Grenzkosten	3,20	3,70	3,70	3,95	6,00	6,00	6,23	6,60	7,95

Dabei ist es für die ersten 10 Jahre des Weiterbetriebs von Bedeutung zwischen Voll- und Grenzkosten zu unterscheiden.

Um das Hauptaugenmerk vom Stromerlös hin zu den anderen bedeutenden Leistungsquellen (insbesondere neuen Leistungskomponenten) wegzubewegen, wird gleichzeitig eine neue Ergebnisdarstellung vorgeschlagen und der Blick auf den Heizwert als gemeinsame Währung aller Biogasleistungskomponenten gelenkt.

Tab. 3: Gewinnermittlung auf Basis der Heizwerte

Erlösanteile auf Stufe	Markt			Hi PS	Cost _{BIK}	Hi Gas			
CO ₂ - Gutschrift		x	40,0%						
	Ct / kWh el		neil						
Stromerlös	15,00	x	40,0%	=	6,00				
	Ct / kWh el		neil						
Wärmeerlös	3,00	x	42,0%	x	35,0%	=	0,44		
	Ct / kWh th		neil	Anteil					
Nährstoffmanagement		x	40,0%						
	Ct / kWh el		neil						
Summe Erlösanteile Verstromung					7,14	-	-1,35	=	5,79
								x	35,0%
									Anteil
Gaserlös	6,50	x	1,11		7,22				
	Ct / kWh HS		Brennwertzahl						
Zertifikate		x	1,11	x	30,0%	=			
	Ct / kWh HS		Ct / kWh HS		Anteil				
Summe Erlösanteile Stofflich					8,21			x	65,0%
									Anteil
Summe Erlösanteile Gesamt									7,37
Grenzkosten frei Gasnutzung									6,60
Gewinn / Verlust									0,77

Hierbei handelt es sich vermutlich um eine „Übergangsgröße“, um externe Kosten fossiler Energie als Leistungsäquivalent einzupreisen.

4 Einklemmt: Überlebensbereiche von Biogas

Biogas ist in verschiedener Weise eingeklemmt, weshalb dieser Begriff zum Leitbegriff dieses Vortrags gewählt wurde.

1. Als substanzbasierte Technologie steht Biogas im Wettbewerb zwischen den Ansprüchen des Landbaus und den Möglichkeiten der Energieerzeugung.
2. Im Konzert der Erneuerbaren steht Biogas zwischen verschiedenen Pfadoptionen (Strom, Gas, Wärme, Stoffliche Nutzung). Welcher soll der dominante Pfad werden?
3. In jedem Pfad steht Biogas im Spannungsfeld zwischen den Kundenwünschen und den ökonomisch darstellbaren Möglichkeiten. Kunde ist dabei ein weit gefasster Begriff, der vom landwirtschaftlichen Berufskollegen über den Mitbürger bis zum Netzbetreiber/Stromversorger reicht.

Abbildung 3 identifiziert einerseits die Kostenstellen (Tab. 2) und zeigt andererseits die vielfältigen Verknüpfungen auf:

- Effizienz: Gasausbeute, Elektrischer Wirkungsgrad
- Verlust: Silierverluste, Gasverluste, Wärmeverluste
- Grenzen: Fläche, Lagerraum, Gärvolumen (Verweilzeit)
- Konkurrenz: Wärme, Gas, Kapital

Optimale Lösungen sind nicht einfach eindeutig darzustellen. Optimierungsverfahren (Lineare Programmierung) halten Einzug in die Unternehmensplanung.

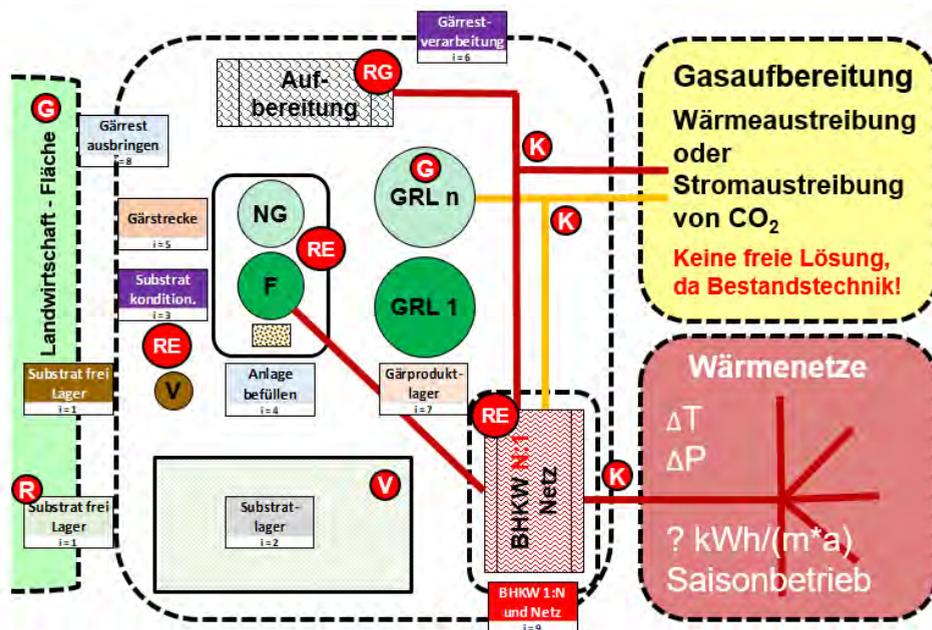


Abb. 3: Die Biogasanlage ist ein vielfach rückgekoppeltes System (© Schünemann-Plag)

Modelle mit starker Überbauung

Die Vollkosten für die Erzeugung und Einspeisung des Stromes in das Netz (BHKW, Trafo, Netzanschluss) ohne Vorkosten (Gas) sind je nach Anlagengröße erheblich und betragen 4,5 bis 7,6 Cent/kWh_{el}. Die flexible Überbauung erhöht diese Position (je nach Annahmen und Umfang der Bereitstellung von Gas- und Wärmepuffer) um bis zu 5,5 Cent/kWh (berechnet über 20 Jahre bei maximaler Nutzungsdauer von 20 Jahren auch sehr großer Überbauungen).

Die Überbauung kleinerer Anlagen erreicht auch über 20 Jahre keine Wirtschaftlichkeit. Die Flexibilitätsprämie bevorzugt daher große Anlagen. Es bleibt unklar, ob sich der Gesetzgeber dessen bewusst war.

Über 10 Jahre ist eine rentable Darstellung auch für große Anlagen nicht immer zu finden (Flex schafft Werte, aber keine Liquidität, so die häufige Aussage von Bankvertretern). Eine Nachflexibilisierung wiederum ist ökonomisch nicht darstellbar (paradox). Ein erhebliches Problem besteht in der mangelhaften Flexibilität grenzwertiger Überbauungen gegenüber Optimierungen des Outputs (keine Reaktionsmöglichkeit bei Dürre bedingten Ertragsausfällen).

Mehrkosten der flexiblen Überbauung [Ct / kWh_e]

Vollkosten und effizienzreduzierte Vollkosten (20 Jahre)

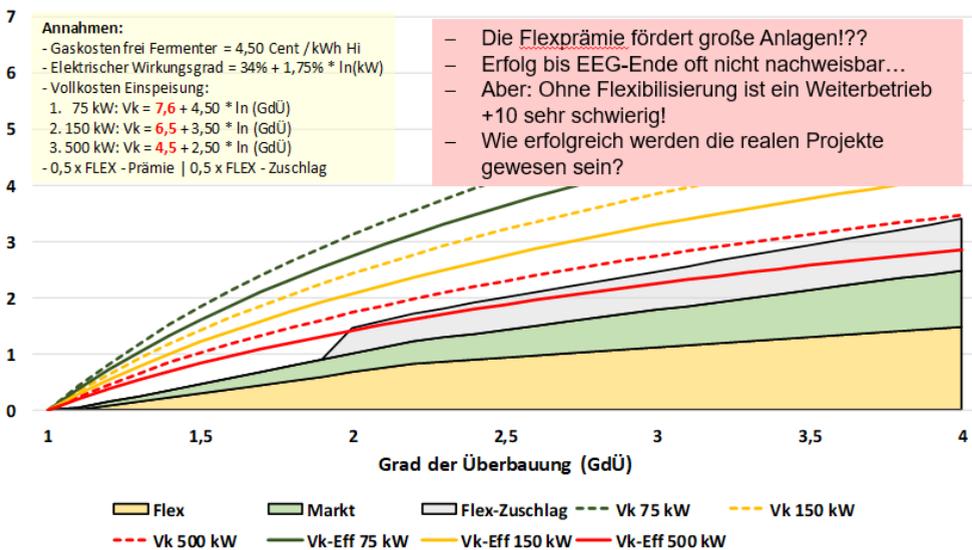


Abb. 4: Rentabilität der flexiblen Überbauung in Abhängigkeit der Anlagengröße (© Schünemann-Plag)

Andererseits kann Biogas-Flexibilität helfen, die Lücke zu schließen, die bis zum Eintreten des Flex-Potenzials von Wasserstoff (ab ca. Mitte der 2030er-Jahre) bestehen wird. Dies wird von Seiten der Politik dann aber auch von flexiblen Anlagen erwartet.

Vergärung von Gülle

Reine Güllevergärungsanlagen finden sich in erheblichem Umfang in Kombination mit (großen) Milchviehhaltungen. Trotz des in frischer Milchviehgülle enthaltenen hohen Gaswertes (bis zu 15 % von Silomais bei gleicher Frischmasse = ca. 7,- €/m³) kann man dieses (eigene) Inputmaterial betriebswirtschaftlich sehr gering bewerten, da eine andere Marktverwertung üblicherweise nicht möglich ist. Große Vorteile liegen im Nährstoffmanagement (effiziente Ausnutzung und verbesserte Erträge).

Im Bereich der Investitionsausgaben sind nur Fermenter und Verstromung anzurechnen, die Lagerung ist eine Aufgabe der Tierhaltung. Trotzdem können 75-kW-Güllevergärungsanlagen mit der aktuellen Vergütung eine gerade 7,5 %ige Rendite erwirtschaften, weil sie eben (bezogen auf die Stromproduktion) sehr klein sind. Größere Anlagen (mit mehr eigenem Gülle-/Mistanfall) können den Strom deutlich günstiger produzieren, kommen aber nicht in den Bereich der Ausschreibungsergebnisse von Neuanlagen.

Bestandsanlagen auf Güllebasis besitzen allerbeste Voraussetzungen für einen Weiterbetrieb +10 Jahre; zudem bestehen auch große Chancen für eine dauerhafte Etablierung.

Modelle mit Wärmenetzen (Marktwärme)

Um auf der Basis von Wärmevermarktung in Zukunft wirtschaftlich erfolgreich zu sein, bedarf es

1. eines optimierten Wärmenetzes (Verlustminimierung),
2. eines angepassten KWK-Betriebes, um zu einer hocheffizienten Betriebssituation zu gelangen (70 % Wärmenutzung, Saisonbetrieb),
3. eines minimalen Prozesswärmebedarfes: dies bedeutet eine energetisch „verdichtete“ Ration mit Substraten von hohem TS-Gehalt,
4. einer deutlich flexibilisierten Überbauung, um 2. zu gewährleisten und um die Kostenstelle „BHKW und Netz“ zu entlasten,
5. hoher, gegebenenfalls nachverhandelter Wärmepreise. Möglicherweise sind Industrie- und Gewerbekunden nur dann in der Lage, hohe Preise zu zahlen, wenn preiswerte Alternativen im fossilen Bereich durch CO₂-Bepreisung an Attraktivität verlieren.

Bisherige Wärmesenken mit geringen Erschließungskosten und hohen KWK-Bonusanteilen werden wahrscheinlich ausscheiden.

Eine hohe Gesamteffizienz rechtfertigt den Einsatz nachwachsender Rohstoffe. Der Maisdeckel könnte für solche Anlagen hinderlich sein.

Nährstoffmanagement

Biogasanlagen sind in vielfacher Hinsicht in Nährstoffflüsse eingebunden.

Stellvertretend für die vielfältigen Aspekte seien hier 3 Anlagentypen hervorgehoben:

1. Biogasanlagen im Ökolandbau:

Ökobetriebe stehen sinnbildlich für den Umgang mit Nährstoffen als knappes Gut. Es kommt allerdings zunehmend zu einer Annäherung des konventionellen Landbaus an die Ökobetriebe, da der konventionelle Landbau, der unter dem Druck einerseits Wirtschaftsdünger ausbringen und andererseits bedarfsgerecht (= begrenzt) düngen zu müssen, ebenfalls an die Grenzen des Nachlieferungsvermögens der Böden gerät. Wirtschaftsdünger als Gärrest mit optimaler Verfügbarkeit ausgebracht, löst hier viele Probleme.

2. Biogasanlagen als Zwischennutzer organischer Nährstoffquellen:

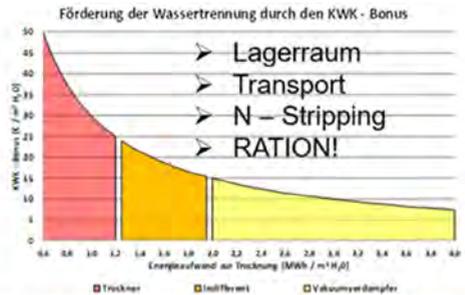
Biogasanlagen sind am organischen Anteil der Wirtschaftsdünger interessiert (C-Verwerter). In Nährstoffbedarfsregionen ist das Substrat meist schon über den Düngerwert ausreichend „finanziert“. Optimal für den Transport über große Entfernungen sind (Ge-flügel-)Miste oder entwässerte Gülle (Separation, Absatzverfahren). Entscheidend für die ökonomische Beurteilung sind der Preis und der Engpassertrag (m³ Methan/kg N (P₂O₅) bzw. /m³ Gärrestanfall). Vor diesem Hintergrund hat sich die Lineare Programmierung als ideal geeignet zur kostenminimalen Rationsbestimmung erwiesen.

Biogasanlagen im Ökolandbau

- Mineralisierung kommt in trockenen Frühjahren häufig zu spät (für Getreide).
 - Im nassen, milden Winter wird zunehmend Nitrat verlagert. (Gustav Alvermann in DLG 05/19)
- Die Vergärung von Gründüngung gemeinsam mit Stalldung führt zu einem harmonischen und zeitgerecht zur Verfügung stehenden Wirtschaftsdünger

Biogasanlagen als Nährstoff – Intermediär

- Nährstoffe (konz.) sollten die Überschussregion verlassen
- Wasser sollte durch Separation hingegen verbleiben
- Über den Einsatz entscheiden die Engpasskosten



Investition bei einer 500 kW BGA		500.000
KWK - Bonus [3.500 MWh; Strkz. 0,95]		99.750
Annuität [%; a]	2,2% 10	-56.247
Unterhaltung	2,5%	-12.500
Strom [kW; Ct / kWh]	12 18	-18.922
Material		-7.500
Personal [h/d; €/h]	0,5 18	-3.285
Ertrag vor kalk. Vorteilen		1.296
KWK – Bonus läuft ab 2024 aus!		

Abb. 5: Aspekte des Nährstoffmanagements bei Biogasanlagen (© Schünemann-Plag)

3. Biogasanlagen als Gärrestverarbeiter:

Trocknungen oder Verdampfer werden häufig erst rentabel, wenn vermiedene Kosten (Lagerung, Transport, Pacht von Ausbringungsflächen) angeführt werden können. Diese sogenannten vermiedenen Kosten verbessern allerdings nicht das Ergebnis im Vergleich zum IST-Betrieb (nur gegenüber dem verschlechterten Fortführungs-IST), sodass auch Reduktionsvarianten geprüft werden sollten. Ein zusätzlicher Vorteil könnte entstehen, wenn Substratwechsel zu geringeren Rationskosten führen.

Nach Ablauf des EEG fallen die KWK-gebundenen Vorteile weg. Dann ist die Leistung der Anlage entsprechend zu reduzieren oder es fallen eben doch noch die bisher vermiedenen Kosten an. Wenn investiv, dann war die erste Entscheidung möglicherweise verkehrt.

CH₄: Einspeisung von Gas

Die Biomethaneinspeisung liegt bei ca. 1 % des jährlichen Gasbedarfs. Von der eingespeisten Gasmenge werden wiederum 90 % in BHKWs verstromt. Die gesamte Biogasproduktion könnte theoretisch ca. 8,5 % des Jahresbedarfs in Deutschland decken. Der Biomethanhandel ist stark konzentriert und wanderte in den letzten Jahren zu Märkten im Energiebereich. Wegen des abgeschlossenen Marktes (CNG-Nutzung steht auf der Stelle, KWK-Nutzung ist wegen des EEG nicht erweiterbar) herrscht ein negativer Preistrend. Ab 2020 ist verstärkt von einem Wegfall des vermiedenen Netzentgeltes (Begrenzung auf 10 Jahre) auszugehen.

Tab. 4: Gasaufbereitung kann derzeit nur zu Grenzkosten betrieben werden

Erlösanteile auf Stufe	Markt				Hi PS	Cost _{HiKKW}	Hi Gas							
CO ₂ -Gutschrift		x	40,0%											
	Ct / kWh el		rjel											
Stromerlös	20,30	x	38,0%		=	7,71								
	Ct / kWh el		rjel											
Wärmeerlös	3,00	x	45,0%	x	25,0%	=	0,34							
	Ct / kWh th		rjel	Anteil										
Nährstoffmanagement		x	40,0%											
	Ct / kWh el		rjel											
Summe Erlösanteile Verstromung						8,05	-	-1,52	=	6,53	x	40,0%	=	2,61
											Anteil			
Gaserlös	6,40	x	1,11			7,10								
	Ct / kWh Hs		Brennwertzahl											
Zertifikate		x	1,11	x	30,0%	=	3,63							
	Ct / kWh Hs		Ct / kWh Hs	Anteil										
Summe Erlösanteile Stofflich						7,10					x	60,0%	=	4,26
Summe Erlösanteile Gesamt														6,88
Grenzkosten frei Gasnutzung														6,60
Gewinn / Verlust														0,28

Kostenstellenwerte wie bei KWK-Anlagen

Viele Anlagen können daher derzeit nur im Grenzkostenbetrieb betrieben werden. Trotzdem sollte der Gasaufbereitungspfad nicht vorzeitig aufgegeben werden, sondern die zukünftigen Chancen der stofflichen Nutzung von Biogas von der zukünftigen Entwicklung abhängig gemacht werden. Bei positiver Entwicklung könnten Mikrobiogasnetze zur zentralen Aufbereitung interessant sein.

Die sozioökonomische Balance

Biogas als De-facto-Betriebszweig der Landwirtschaft unterliegt den sozioökonomischen Regeln im Agrarbereich. Generationswechsel und Strukturwandel beeinflussen im erheblichen Ausmaß das Kalkül der Anlagenbetreiber oder -betreibergruppen. Die Begriffspaare

- Investition oder Entnahme,
 - Aufgabe oder Sanierung,
 - letztlich auch: Energie oder landwirtschaftliche Veredlung
- deuten auf die schwierige Entscheidungssituation hin.

5 „TuneOn“: Ein Wunschkonzert

Die zukünftige Rolle von Biogas erfordert eine ständige Überprüfung der Bedürfnisse von Anlagen und Anlagenbetreibern – auf der einen Seite. Auf der anderen Seite sind die gesellschaftlichen Anforderungen an Biogas auf ihre ökonomische Erfüllbarkeit zu prüfen. Der vorliegende Vortrag überprüft vorhandene Konzepte auf ihre Zukunftsfähigkeit, denn es ist zu erwarten, dass dies die allgemeine Vorgehensweise in der Praxis sein wird. Echte „Alternativen“, die die technologische oder gar die Marktreife erreicht haben,

sind derzeit noch dünn gesät. Aus dem Vortrag ergeben sich neben der Zusammenfassung aber auch einige Wünsche, die Biogas das Überleben nach den ersten 20 Jahren erleichtern könnten:

1. Energie 2030 – '50 – '80 heißt e-H₂ im EU-Binnenmarkt. Es gibt keinen Überschussstrom mehr. Die Technik ist da – die Politik zögert noch wegen der hohen Pfadkosten.
2. Das zukünftige Energiesystem ist hochflexibel. Das Marktdesign wird sich anpassen (müssen). Was fehlt, ist eine geeignete „Mikroökonomie Erneuerbarer“!
3. Der kommende Ausschreibungszeitraum ist ein geeignetes Feld für evolutionäre Anpassung. Nur wer sich anpasst, überlebt!
4. Flexibilität ist im neuen System nicht mehr so knapp. Flexpflicht für kleine Anlagen oder Gasaufbereitung sollte entfallen.
5. Vergärung von anfallendem Wirtschaftsdünger ist hochrentabel. Im Übergang sind Zwischengrößen notwendig (150 kW Bemessungsleistung für „Gülle“).
6. KWK-Biogasanlagen müssen thermisch hocheffizient betrieben werden. Der Maisdeckel ist hier zu eng. Ähnliches gilt für Gasaufbereitungsanlagen.
7. Nährstoffverarbeitungsbiogasanlagen müssen Produkterlöse generieren, um wegfallende KWK-Erlöse zu kompensieren.
8. Im Verkehrssektor sind Batterie, Brennstoffzelle und CNG/LNG-Motoren gleichberechtigte Partner. Die Politik sollte den Pfad setzen.
9. Die Sozioökonomie ist weitgehend unerforscht. Das sollte schnell nachgeholt werden!

Literatur

Becker Büttner Held Consulting AG (2018): Wärmewendestudie. Die Wärmewende und ihre Auswirkungen auf die Gasverteilnetze., Management Summary. München, S. 3–6

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.) (2018): Informationen zum SINTEG-Programm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“. <https://www.sinteg.de/fileadmin/media/Publikationen/informationen-zum-sinteg-programm.pdf>, Zugriff am 5.6.2019

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE/Freiburg -- Deutschland; E4tech Sàrl/Lausanne – Schweiz; Fraunhofer-Institut für Produktionstechnologie und Automatisierung IPA/Stuttgart – Deutschland (2018): Studie IndWEDe. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme, S. 152

Joest, S.; Fichtner, M.; Wietschel, M.; Bünger, U.; Stiller, C.; Schmidt, P.; Merten F. (2009): „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“ Deutsche Energie-Agentur, S. 34–44, <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-51835>, Zugriff am 05.06.2019

Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hg.) (2018): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, S. 677–703, <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-70829>, Zugriff am 05.06. 2019

Regionalspezifische ganzheitliche Analyse von Folgekonzepten zur Bewertung des Finanzierungsbedarfs erhaltenswerter Bestandsanlagen: Next Generation [BIOGAS]

LUDGER ELTROP, JOSHUA GÜSEWELL

1 Zielsetzung

In den kommenden Jahren (ab ca. 2020) endet für die ersten Biogasanlagen (BGA) die 20-jährige Förderdauer des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Aus technischer Sicht steht einem Weiterbetrieb vieler Bestandsanlagen nichts entgegen, insbesondere die baulichen Komponenten haben eine Lebensdauer deutlich über 20 Jahren. Durch das aufkommende Ende der 1. EEG-Förderperiode besteht nun die Notwendigkeit, für BGA neue Konzepte und Strategien für den Fortbestand zu entwickeln. Dabei ist es für ein erfolgversprechendes Konzept entscheidend, den weiterhin hohen Finanzierungsbedarf der Anlagen langfristig decken zu können und dies möglichst aus den Wirkungen der Bioenergie heraus zu begründen. Aufgrund der Vielgestaltigkeit des Anlagenbestandes, die eng mit der landwirtschaftlichen Struktur einer Region verbunden ist, ist es wichtig, anlagen- und regionalspezifische Gegebenheiten zu berücksichtigen. Um Aussagen zu realisierbaren zukünftigen Entwicklungen des Bestandes treffen zu können, müssen hierfür eine ganzheitliche Betrachtung über die Qualität und die energiewirtschaftlichen, umweltseitigen, sozioökonomischen und regionalbedeutsamen Parameter von BGA eine Rolle spielen.

Vor diesem Hintergrund ist es die Zielsetzung dieses Beitrags, innovative Folgekonzepte für den Weiterbetrieb bestehender BGA in Deutschland ganzheitlich vorzustellen und sie anhand technischer, ökologischer und ökonomischer Faktoren einer Region in verschiedenen Szenarien quantitativ zu bewerten. Dies erfolgt im nachfolgenden Beitrag anhand von drei Fallstudien mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen, nämlich mit dem BG-Anlagenbestand in Baden-Württemberg, Thüringen und Niedersachsen.

Entscheidende Leistungskennzahlen wie die Stromgestehungskosten, Ertragsmöglichkeiten zu Marktbedingungen und der daraus resultierende Differenzbetrag werden dargestellt. Letzterer muss über das bestehende oder ein „neues“ EEG bzw. über weitere, neue Finanzierungsinstrumente gedeckt werden. Eine Finanzierungsoption sollte mit der Einhaltung von Gütekriterien gerechtfertigt werden. Daher fließen Gütekriterien in die Szenarioanalyse ein. So sollen mögliche Entwicklungspfade der bestehenden Anlagen aufgezeigt werden. Als Referenzszenario wird dabei die Umsetzung des aktuellen EEG 2017 gesetzt.

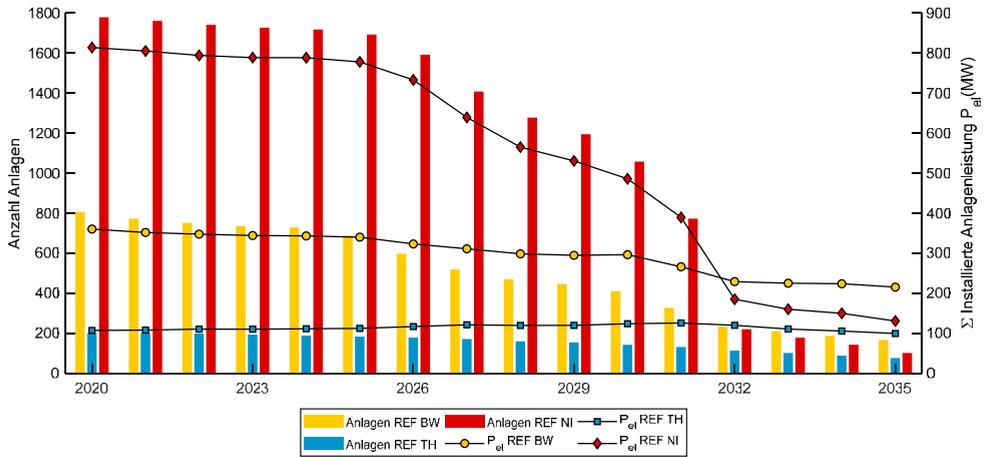


Abb. 1: Entwicklung des BG-Anlagenbestandes (Anzahl und installierte Leistung) in Baden-Württemberg, Thüringen und Niedersachsen im REF-Szenario = Umsetzung EEG 2017; mit minimaler Flexibilisierung ohne Folgekonzept und Weiterbetrieb sofern der anlegbare Wert der Einzelanlage unter der Höchstgebotsgrenze des EEG 2017 liegt

2 Methode und Vorgehensweise

Aufbauend auf einem mehrstufigen Auswahl- und Bewertungsverfahren, bestehend aus qualitativen Experteninterviews, Workshops und einer standardisierten Onlineumfrage, wurden zunächst verschiedene Folgekonzepte zusammengestellt. Von den Experten wurden schließlich die Folgekonzepte

- 1) „Substratwechsel hin zu alternative Anbaumasse (z.B. Silphie) und verstärkter Reststoffeinsatz (z.B. Stroh)“ sowie
- 2) eine „saisonale, am lokalen Wärmelastprofil ausgerichtete Fahrweise“ als aussichtsreich erachtet.

Die Analyse der Konzepte wird mit einem anlagenspezifischen Modell für Bestandsanlagen (Güsewell et al. 2019) durchgeführt. Dieses wurde zuvor mit regionalspezifischen Daten zur Biogasanlagen wie z.B. dem Substratmix oder den Anlagentypen ausgestattet und mit den Anlagen in Baden-Württemberg (BW), Thüringen (TH) und Niedersachsen (NI) kalibriert. So wird eine Systemsicht generiert, die stellvertretend für den Bestand in Deutschland steht. Mit dem Modell werden alle Anlagen der EEG-Stamm- und -Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber in den jeweiligen Regionen abgebildet (primärer Modellinput) und die oben genannten Leistungskennzahlen ausgewertet. In Tabelle 1 ist die Anzahl und installierte Leistung der Bestandsanlagen für die drei Fallstudien dargestellt.

Tab. 1: Anzahl und installierte Leistung der Bestandsanlagen 2016 nach Statistik und ausgewerteten EEG-Daten

	Statistik 2016	Zugeordnete EEG Daten	Delta
Gesamt Anlagen	2.836	2.787	-49
Gesamt Leistung in MW	1.476	1.276	-200
Anlagen BW	928	807	-121
Anlagen TH	274	201	-73
Anlagen NI	1.634	1.779	145
Leistung BW in MW	324	356	32
Leistung TH in MW	122	107	-15
Leistung NI in MW	1.041	813	-228

3 EEG-Folgekonzepte für BGA

Im Sinne einer möglichen Weiterentwicklung von Biogasanlagen und Anpassung an aktuelle Anforderungen wurden verschiedene EEG-Folgekonzepte entwickelt. Dazu wurde zunächst eine umfangreiche Liste von 23 möglichen Repowering- bzw. Technologie-maßnahmen bzw. technisch-betrieblicher Alternativen identifiziert. Von diesen wurden anschließend 9 Konzepte einer Bewertung von Experten unterworfen. Zur Bewertung der Folgekonzepte wurde folgende Vorgehensweise gewählt:

- Interne Beschreibung und Bewertung mittels eines Technologiekatalogs
- Leitfadengestützte Experteninterviews
- Standardisierte Befragung von Experten mittels Online-Tool

Die Experteninterviews und standardisierte Befragung dienten der Reduktion der Anzahl an Bewertungskriterien und der zu untersuchenden Folgekonzepte sowie der ersten Bewertung dieser ausgewählten Folgekonzepte. Insgesamt wurden hieraus 11 Konzepte für die weiteren Analysen ausgewählt, die sich in 5 Gruppen einteilen lassen (Abb. 2).



Abb. 2: Übersicht der zur weiteren Analyse ausgewählten Folgekonzepte

In den Bewertungsrunden mit den Experten wurden die beiden Folgekonzepte „Substratwechsel“ und „saisonale Fahrweise“ als sehr positiv/relevant für einen Weiterbetrieb der Bestands-BGA eingeschätzt. Sie wurden daher auch für die weitere Modellierung ausgewählt. Für die saisonale Betriebsweise wurde vor allem eine langfristige Verschiebung vom Sommer in den Winter priorisiert. Die direkte Wärmenutzung sollte sich auf die Prozesswärme konzentrieren. Für die Experten hatte die Nutzung von Reststoffen und Gülle hohe Priorität. Eine Wirtschaftlichkeit sollte insbesondere über CO₂-Vermeidung erfolgen, d. h. über eine CO₂-Bepreisung. Die Rahmenbedingungen für einen Substratwechsel wurden als schwierig eingeschätzt, auch wenn diese durch den Maisdeckel bei der Ausschreibung bereits zum Teil erzwungen ist. Anreize für einen Substratwechsel sollten geprüft werden und auch in die Überlegungen der Gütekriterien und Finanzierungsinstrumente einfließen. Eine Gärrest-Aufbereitung wurde eher als eine regionale Lösung für primär landwirtschaftliche Strukturprobleme angesehen und sei z. B. für BW weniger relevant. Die Aufbereitung und Bereitstellung von Kraftstoff als Option sollte vor allem für kleinere Anlagengrößen entwickelt werden, skalierbare funktionierende Technologien sind nur wenig verfügbar. Insgesamt wurde ein CO₂-Preis über alle Sektoren hinweg als Finanzierungsinstrument für allgemein sehr wichtig empfunden. Dieser Aspekt wurde daher auch für die Wirtschaftlichkeitsanalyse der Folgekonzepte und bei den Szenario-Rechnungen berücksichtigt.

4 Substratmixänderung

Die Unterschiede in den Anlagenparks der drei Fallstudien lassen sich insbesondere aus dem verwendeten Substratmix ersehen (Abb. 3)

In BW zeigt sich ein breites Portfolio an Substraten, welches dennoch von Rindergülle und Silomais dominiert wird. Es werden auch relevante Anteile an Grassilage eingesetzt. In Niedersachsen ist die Dominanz von Silomais noch etwas ausgeprägter. Auch hier werden größere Anteile von Rindergülle eingesetzt. Im Gegensatz dazu ist die Substratnutzung von Anlagen in Thüringen deutlich von Rinder-, aber auch Schweinegülle dominiert. Fast 70 % des Substrates stammen aus diesen Wirtschaftsdüngern. Im Sinne von Gütekriterien sind die hohen Anteile an Gülle und Festmistnutzung in den Anlagen der drei Länder insgesamt positiv zu werten.

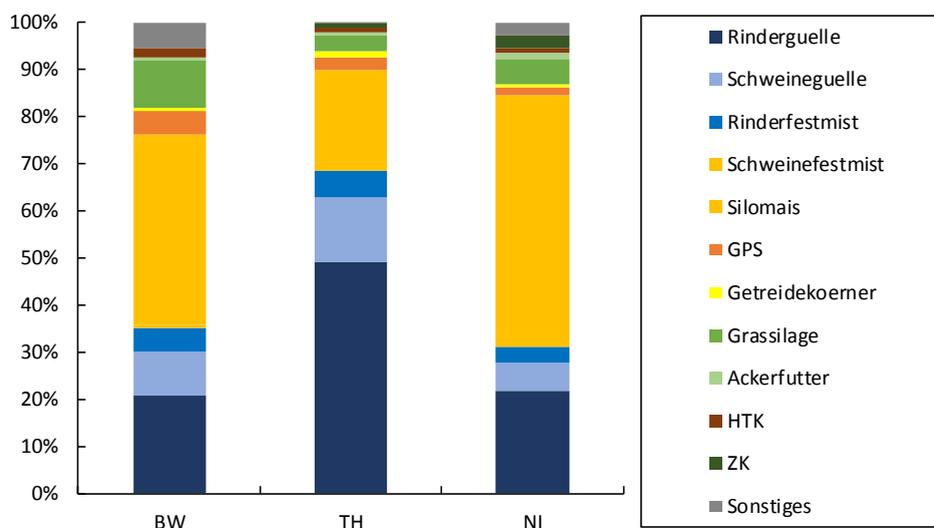


Abb. 3: Durchschnittlicher Substratmix in den drei Untersuchungsregionen BW, TH und NI (Härdtlein et al. 2013, 3N 2017, MakroBiogas 2018, TLL 2015, Reinhold 2015 und 2017)

Für die Bewertung der Auswirkungen eines veränderten Substratmixes wurde eine Lebenszyklusanalyse der Varianten durchgeführt. Hierbei wurden zunächst sechs Varianten mit einer Mischung unterschiedlicher Substrate analysiert (Tab. 2)

Tab. 2: Substratmix (Anteile) und BHKW-Typ der Varianten; der Eigenbedarfsanteil beim Strom liegt bei 10 % und bei der Wärme bei 30 %. Die Wärmenutzung liegt ebenfalls bei 30 %.

Variante	Rindergülle	Silomais	GPS	BHKW-Typ	Ausbringung Gärrest
1	0,80	0,20	0	Zündstrahl	
2	0,70	0,30	0	GOM	Breitverteiler, Einarbeitung innerhalb von 4 h
3	0,45	0,45	0		
4	0,25	0,60	0,15		
5	0,2	0,6	0,2		
6	0,6	0,2	0,2		

Für die Berechnung der Wirkungskategorien werden aggregierte Daten aus einer Technologieanalyse genutzt sowie Daten aus veröffentlichten Literaturquellen zu Emissionsfaktoren und Substratdaten (IPCC 2013, Weidema et al. 2013, Publications Office of the European Union 2016, Haenel et al. 2018).

Als Wirkungskategorie wurden THG-Emissionen (Globale Erwärmung), Versauerung, Eutrophierung und landwirtschaftlicher Flächenbedarf gewählt. Bis zum jetzigen Zeitpunkt erfolgte die Berechnung der THG-Emissionen. Die weiteren Wirkungskategorien werden im zweiten Quartal 2019 untersucht. Die Berechnung der THG-Emissionen wird auf Basis des Weltklimarates durchgeführt (IPCC). Die berechneten THG-Emissionen für die sechs ausgewählten Substratmix-Varianten sind in Abbildung 4 dargestellt.

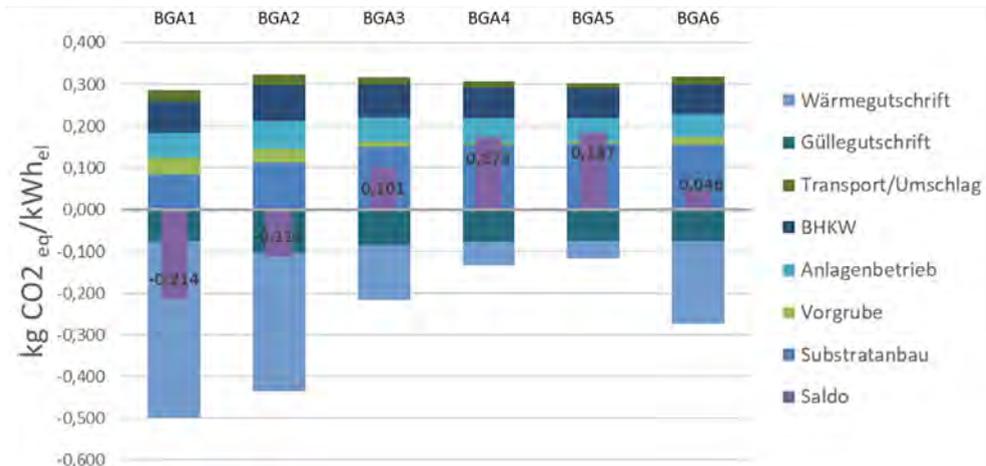


Abb. 4: THG-Emissionen der sechs untersuchten Substratmix-Varianten

5 Saisonale Flexibilisierung

Weiterhin wurde die Auswirkung einer Umstellung auf saisonale Fahrweise analysiert. Die saisonale Fahrweise richtet sich dabei primär nach dem Wärmelastprofil, auch wenn die Stromnachfrage ebenfalls ein saisonales Profil aufweist. Es kann grundsätzlich von zwei unterschiedlichen Fällen ausgegangen werden. Im ersten Fall limitiert die maximale Wärmelast im Winter die Wärmenutzung bei Vollversorgung durch die BGA über das Jahr. Für die saisonale Fahrweise wird die Bemessungsleistung reduziert und die Gasproduktion entsprechend der Nachfrage angepasst. Im Modell wurde hierzu von durchschnittlichen monatlichen Gasproduktionsraten ausgegangen. Im zweiten Fall kommt es zu einer Verschiebung der Bemessungsleistung von den Sommermonaten in den Winter (bis zur Raumbelastungsgrenze). Ist die BGA Vollversorger, könnte so das Wärmenetz erweitert und weitere Verbraucher angeschlossen werden. Ist die BGA Teilversorger, könnte mehr Wärme im Netz durch die BGA bereitgestellt werden. Im Projekt wird für die Anpassung der Gasproduktion an den saisonalen Wärmebedarf vereinfacht ohne Be-

rücksichtigung der Restriktionen der Gaserzeugung durch eine Verlagerung von NawaRo-Einsatz in die Wintermonate ausgegangen, im Sommer kommt dann primär Gülle zum Einsatz. Es gilt weiterhin der Grundsatz, dass die Anlage saisonal wärmegeführt, aber tagszeitlich stromgeführt wird. Dazu muss wie bei der gewöhnlichen Flexibilisierung die Anlage durch Zubau an BHKW-, ggf. auch Gas- und Wärmespeicherkapazität überbaut werden.

Die im Folgenden dargestellte Szenarioanalyse orientierte sich an den Parametern aus Tabelle 3:

Tab. 3: Parameter für die Szenarioanalyse einer saisonalen Flexibilisierung. Die Ausgangslage ist entsprechend dem Jahr 2007 und den Bedingungen der ersten EEG-Periode. Die Referenz spiegelt das aktuelle EEG 2017 wider. Im Szenario SAIS wird die gesamte Leistung vom Sommer in den Winter geschoben.¹⁾

Parameter	Einheit	Ausgang EEG 1	Referenz (REF)	Reduktion (Redu)	Saisonal (SAIS)
Inbetriebnahme/ Start 2. EEG-Periode	Jahr	2007	2027	2027	2027
Bemessungsleistung über Betrachtungszeitraum	kW _{el}	431	514	302	302
Installierte Leistung	kW _{el}	500	1.058	600	600
Auslegungsgrad für Überbauung	-	-	2	2	2
Anpassung Substratmix	-	-	Unverändert	NawaRo um 67 % reduziert	
Substratmix übers Jahr	%	Gülle 41 % NawaRo 59 % (42 % Maissilage)		Gülle 57 % NawaRo 33 %	
Wärmebedarf (Anteil Eigenbedarf)	MWh	2.310 (27,6 %)		6,3 %)	

¹⁾ Voraussetzungen: Betrachtungszeitraum: 10 Jahre Weiterbetrieb mit konstantem Substratinput, keine Veränderung bis Ende 1. EEG Periode. Technologischer Fortschritt + Alterungseffekte für BHKW. 10 % Sanierungskosten für Komponenten mit Lebensdauer > 20 Jahre (Silo, F, NG & GRL). 150 d gasdichte Verweilzeit → Abdeckung GRL. Wärmepreis 3 ct/kWh_{th} und Flexzuschlag 40 €/kW_{el}.

Die resultierenden Stromgestehungskosten der saisonalen Flexibilitätsvarianten sind in Abbildung 5 dargestellt.

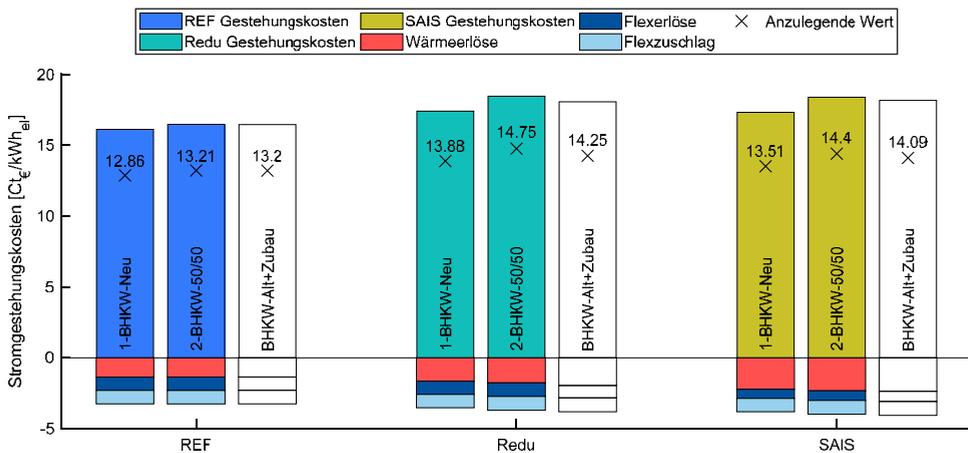


Abb. 5: Stromgestehungskosten für BGA in den saisonalen Flexibilisierungsvarianten

Die Variante REF ist aufgrund von Skaleneffekten (höhere Bemessungsleistung) und höheren Flex-Erlösen insgesamt die günstigste Variante. Die Varianten mit Saisonalisierung sind aber gegenüber der einfachen Reduktion der Bemessungsleistung annähernd kostengleich. Zudem generieren sie darüber hinaus auch höhere Wärmeerlöse. Die Nutzung neuer BHKW ist jedoch immer die vorteilhafteste Variante.

Abbildung 6 zeigt die THG-Emissionen und Wärmenutzung der Varianten. Die THG-Reduktion resultiert hier primär aus den Veränderungen des Substratmixes. Auch im Szenario Redu kommt es zu einer Steigerung der Wärmenutzung; der ursprüngliche Bedarf kann aber nicht mehr gedeckt werden. Beim Szenario Saisonalisierung (SAIS) kommt es zur höchsten Wärmenutzung (im Winter) und somit auch zu den niedrigsten THG-Emissionen.

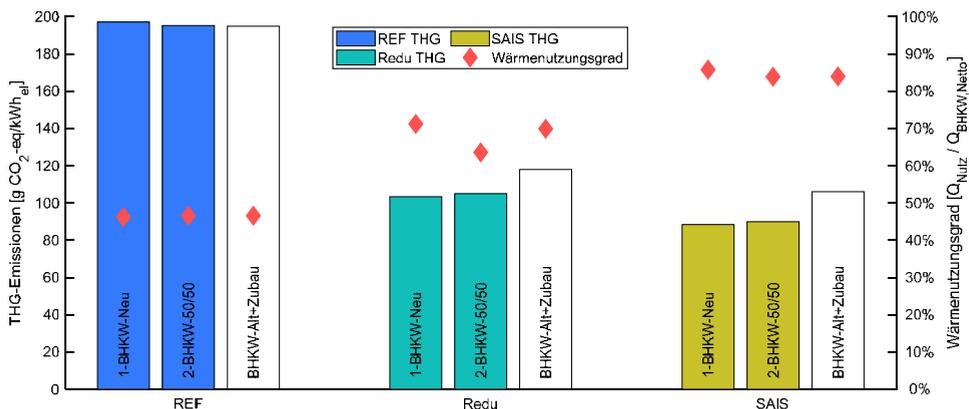


Abb. 6: Vergleich der THG-Emissionen und Wärmenutzung für die saisonalen Flex-Varianten

6 Szenarioanalysen zur Entwicklung des Anlagenparks

In der Szenarioanalyse wird die Entwicklung des Anlagenparks unter gesetzten Rahmenbedingungen und Zukunftskonzepten analysiert. In Abbildung 7 sind die Stromgestehungskosten für den gesamten Anlagenbestand in den drei Bundesländern abgebildet. Auf der X-Achse wird dabei die kumulierte Bemessungsleistung angegeben. Die grafische Darstellung dient der Anschauung und muss durch konkrete Zahlen des Betriebs vor Ort noch validiert werden.

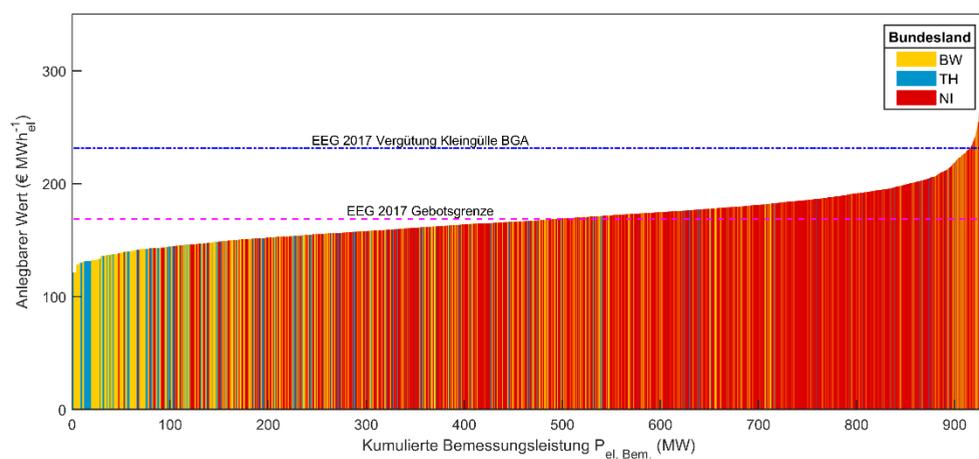


Abb. 7: Stromgestehungskosten (anlegbarer Wert) für den BG-Anlagenpark in BW, TH, NI für das REF-Szenario im EEG 2017

Deutlich zu sehen ist, dass – unter den dargestellten noch unsicheren Annahmen – etwa die Hälfte der Anlagen über der EEG 2017 Gebotsgrenze operieren und damit kaum mehr eine Möglichkeit haben, nach dem EEG wirtschaftlich betrieben zu werden. Die Anlagen unter der Gebotsgrenze und mit guten Aussichten für einen Weiterbetrieb sind oft kleinere Anlagen, z. B. in Baden-Württemberg und Thüringen.

Es wird deutlich, dass es mit der dargestellten Vorgehensweise und mit der Methodik möglich ist die Weiterentwicklung des gesamten Anlagenparks einer Region zu analysieren und Perspektiven aufzuzeigen.

Literatur

- Güeswell, J.; Härdtlein, M.; Eltrop, L. (2019). A plant-specific model approach to assess effects of repowering measures on existing biogas plants: The case of Baden-Wuerttemberg. *GCB Bioenergy* 11(1), pp. 85–106, doi:10.1111/gcbb.12574
- Haenel, H.-D.; Rösemann, C.; Dämmgen, U.; Döring, U.; Wulf, S.; Eurich-Menden, B. (2018): Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990 – 2016. Report on methods and data (RMD) Submission 2018. Thünen Report 57, https://www.thuenen.de/media/publikationen/thuenen-report/Thuenen_Report_57.pdf, Zugriff am 22.01.2019
- Härdtlein, M.; Eltrop, L.; Messner, J.; Dederer, M. (2013): Schwachstellen-Identifikation und Optimierungspotenziale von Biogasanlagen in Baden-Württemberg. Eine technisch-ökonomische Analyse auf der Basis einer Befragung von Biogasanlagenbetreibern. Endbericht. (Hg.) Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Stuttgart
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (Hg.) (2013): Climate change 2013. The physical science basis: Working Group I contribution to the Fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. (Ed.) T. F. Stocker; D. Qin; G.-K. Plattner; M. Tignor; S. K. Allen; J. Boschung; A. Nauels; Y. Xia; V. Bex; P. M. Midgley. Cambridge: Cambridge University Press. http://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5_ALL_FINAL.pdf, Zugriff am 19.07.2017
- MakroBiogas. Wesentliche Ergebnisse und Empfehlungen (2018): Institut für Zukunfts-EnergieSysteme (IZES); Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ). Berlin
- Publications Office of the European Union (Hg.) (2016): EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016. Technical guidance to prepare national emission inventories. Luxembourg (EEA report)
- Reinhold, G. (2015): Statistik der Biogasanlagen in Thüringen – Stand 2015. Fachtagung Biogas 1/2015. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL), Jena
- Reinhold, G. (2017): Integration der Biogaserzeugung in die Landwirtschaft Thüringens. Abschlussbericht. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL), Jena
- Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL) (Hg.) (2015): Landwirtschaftliche Biogasanlagen in Thüringen (Stand: 01.05.2015). http://www.tll.de/bga_info/bga_inf.htm, Zugriff am 14.02.2018
- Weidema, B. P.; Bauer, C.; Hischier, R.; Mutel, C.; Nemecek, T.; Reinhard, J.; Vadenbo, C. O.; Wernet, G. (2013): Overview and methodology. Data quality guideline for the ecoinvent database version 3, Ecoinvent Report 1(v3), St. Gallen

Danksagung

Der Beitrag basiert auf Arbeiten, die im Forschungsprojekt „Next Generation [BIOGAS] – einen Schritt weitergedacht. Regionalspezifische ganzheitliche Analyse von Folgekonzepten zur Bewertung des Finanzierungsbedarfs erhaltenswerter Bestandsanlagen“ (FKZ: 22404616) durchgeführt und durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft über die Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR) gefördert werden.

Gesamtökonomische Effekte von Biogasanlagen und Wege abseits der reinen Stromerzeugung

BERNHARD WERN, PATRICK MATSCHOSS, JOACHIM PERTAGNOL

1 Einleitung

In vielfältigen Projekten werden Möglichkeiten untersucht, wie Biogasanlagen beim Wegfall der Refinanzierung im Rahmen des EEGs weiterbetrieben werden können. Eine Refinanzierung direkt aus den Erlösen des Strom- und Wärmeverkaufes ist unter dem heutigen Marktdesign für landwirtschaftliche Biogasanlagen meist nicht gegeben. Die Notwendigkeit des weiteren Betriebes wird dabei mit dem Wert der existierenden Anlagen sowie deren betriebliche Notwendigkeit begründet oder aber in der Notwendigkeit der Bereitstellung flexibler Stromerzeugungskapazitäten.

Neben der Stromproduktion und der Wärmeproduktion bieten Biogasanlagen weitere ökonomische Vorteile. Diese werden im Folgenden beschrieben und auf den möglichen Beitrag zur Refinanzierung der Biogasanlagen hin untersucht. Der Beitrag nutzt Erkenntnissen folgender Projekte: „Biogas autark“ und „Makrobiogas“ (jeweils gefördert von der FNR) sowie „BiogasNatur“ (gefördert von dem BfN).

1.1 Energiewirtschaftlicher Hintergrund

Die Einspeisevergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) hat sich als erfolgreiches Instrument zur Technologieentwicklung und Finanzierung erneuerbarer Energien erwiesen. Während jedoch die Vergütungen für Wind und Photovoltaik im Laufe der Zeit immer weiter abgesenkt werden konnten, war dies bei der Bioenergieerzeugung und insbesondere im Bereich der Biogasanlagen nicht der Fall. Hier erfolgten – trotz einer grundsätzlichen Degression der Vergütungssätze – Erhöhungen (Abb. 1). Dies wurde vor allem im Jahr 2009 und 2012 deutlich. Bei der Analyse der Gründe fällt auf, dass durch das EEG im Bereich Biogas – neben der reinen Stromproduktion – zusätzlich Belange der Landschaftspflege, des Naturschutzes, der Agrarstruktur, der Ressourcenpolitik oder des Emissionsschutzes beeinflusst werden (Hauser et al. 2014). Im EEG wird dies ausgedrückt durch Regelungen zum Landschaftspflegebonus, den Einsatzstoffvergütungsklassen (Stichwort: Regelung von Schlaggrößen), dem Formaldehydbonus usw. Somit umfasst ein ursprünglich stromwirtschaftliches Gesetz Bereiche, die nicht originär der Stromerzeugung oder allgemeiner der Energiewirtschaft zugeordnet werden können und führt dort zu ökonomischen Effekten.

Ursprünglich war die Produktion von Biogas im Stromsektor durch das EEG als „Grundlaststrom“ angedacht: Das erste EEG hatte als Voraussetzung einer Wirtschaftlichkeit der Anlagen eine maximale Stromproduktion. Eine Flexibilisierung wurde damals noch nicht gesehen, ist heute jedoch eine der wichtigsten Rechtfertigungen der Stromproduktion (Hauser und Wern 2016). Neben der Stromproduktion wird Biomasse vermehrt in der Wärmewende und hier v.a. in der Prozessenergie gesehen (BDI 2018, IZES et al. 2016).

Somit gibt es energiewirtschaftlich gesehen zwei Zukunftsoptionen: flexible Strombereitstellung und Prozesswärme.

Vergütung [ct/kWh]	Zubau [ct/kWh]					Gesamt
	Inbetriebnahmejahr	<=70	>70 - <=150	>150 - <=500	>500 - <=1000	
1988	0,0	11,7	0,0	0,0	0,0	11,7
1991	0,0	19,2	0,0	0,0	0,0	19,2
1992	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1994	20,5	23,0	0,0	0,0	0,0	22,2
1995	21,9	22,7	16,3	12,4	0,0	14,9
1996	20,4	23,0	19,9	9,2	9,2	14,6
1997	23,1	22,2	12,5	0,0	5,5	14,1
1998	23,2	23,0	14,0	15,0	10,4	15,4
1999	22,2	22,7	18,0	13,3	0,0	16,1
2000	22,7	22,2	18,5	14,0	15,1	17,5
2001	22,8	22,0	20,3	16,3	9,4	18,1
2002	23,2	22,1	19,3	14,0	11,4	16,7
2003	20,4	21,0	17,8	18,8	0,0	18,6
2004	23,2	23,1	20,7	17,9	7,1	16,2
2005	22,6	23,3	20,6	18,2	14,4	18,8
2006	22,8	23,0	19,9	17,0	14,7	17,8
2007	23,9	22,6	19,2	14,6	11,9	15,6
2008	22,2	23,2	20,3	17,1	13,4	17,6
2009	24,1	25,5	22,6	20,0	14,8	21,9
2010	24,6	24,6	21,5	18,9	16,1	21,0
2011	23,8	23,5	20,6	18,4	14,9	20,1

©IZES gGmbH 2013

Abb. 1: durchschnittliche jährliche Vergütungshöhen pro kWh von Bioenergieanlagen im Rahmen des EEG (© IZES)

1.2 Landwirtschaftlicher und ökosystemarer Hintergrund

Betrieblich gesehen ist die landwirtschaftliche Produktion maßgeblich von den Energiekosten abhängig, die in den letzten Jahren starken Schwankungen unterlagen bzw. partiell anstiegen. Biogasanlagen an landwirtschaftlichen Betrieben bieten hier in Form der Eigenbedarfsnutzung wichtige Möglichkeiten, die Energiekosten zu senken. Die Weiterführung von Biogasanlagen zur Erzeugung des Eigenbedarfs könnte einhergehen mit einer stärkeren Elektrifizierung der landwirtschaftlichen Betriebe. Jedoch ist dies im Rahmen der derzeitigen energiewirtschaftlichen Regelungen nur eingeschränkt darstellbar, da in den meisten Fällen auf den selbst erzeugten Strom Abgaben zu zahlen sind.

Die Anforderungen der verschiedenen EEG an die Substrate haben direkten Einfluss auf die landwirtschaftliche Praxis. So wurde von 2000 an Bedarfe für Anbauflächen geschaffen, die sich u. a. in gestiegenen Pachtpreisen äußern. Es gab dabei in einigen Gebieten Deutschlands hohe Flächenanteile an Mais, die durch eine hohe räumliche Konzentration von gleichzeitig Vieh und Biogasanlagen ausgelöst wurde. Diese Regionen konzentrieren sich hauptsächlich auf Nordwestdeutschland und Teile Süddeutschlands (Wern et al. 2018). In anderen Regionen konnten sich Substrate für Biogasanlagen gut in die Fruchtfolgen anpassen und diese sogar bereichern.

Das Spektrum der für die Biogasproduktion einsetzbaren Pflanzen ist dabei breiter, als derzeit aufgrund ökonomischer Zwänge genutzt (FNR 2013). Der Einsatz dieser Substrate kann sich im Vergleich zu intensivem Anbau mit Getreide oder Mais positiv auf naturschutzfachliche Werte wie Biodiversität auswirken. Dieser Einsatz von Pflanzen zur Erhöhung der Biodiversität stellt eine Ökosystemleistung dar. Ökosystemdienstleistungen stellen dabei den Zusammenhang zwischen den ökologischen Leistungen für das menschliche Wohlergehen her, um somit die Wirkung des menschlichen Handelns auf das Ökosystem zu verdeutlichen (Bouwma et al. 2018). So zeichnen sich schon heute in Gebieten mit hohem Grünland Substratwechsel von Mais hin zu – naturschutzfachlich gesehen besseren – Gras ab. 2014 wurden bereits in 82 Prozent der Biogasanlagen Grassilage eingesetzt und der durchschnittliche Anteil der Grassilage an den NawaRo betrug 25 Prozent (Becker 2014). Gerade in Gebieten mit geringem Viehbesatz kann somit die Biogasanlage eine Alternative sein (Wern et al. 2018).

Diese Beispiele zeigen, dass Biogasanlagen neben energiewirtschaftlichen Aspekten und neben den Aspekten des Klimaschutzes weitere Effekte generieren.

2 Funktionen von Biogasanlagen

Wie bereits angedeutet, können Biogasanlagen Funktionen abdecken, die weit über die übliche stromwirtschaftliche Betrachtungsweise hinausgehen. Abbildung 2 zeigt eine Systematisierung dieser Funktionen. Dabei sind die Funktionen unter den zukünftigen Anforderungen der Paris-Ziele, d. h. einer vollständigen Dekarbonisierung, zu betrachten.

Im Energiebereich wird Biogas (oder: Biomasse allgemein) zukünftig eine zwar nur limitiert verfügbare, aber vielseitig verwendbare Ressource darstellen, die durch Nutzungskonkurrenzen gekennzeichnet sein wird. Daher sollte ihr Einsatz in Zukunft auf schwer substituierbare – und damit höherwertige – Anwendungen konzentriert werden.

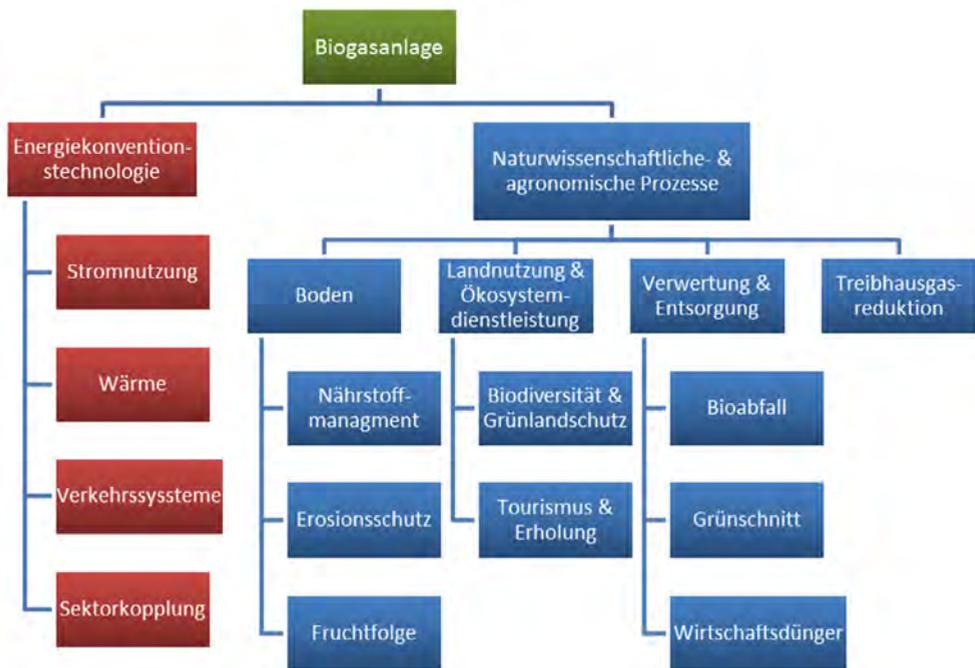


Abb. 2: Verschiedene Funktionen von Biogasanlagen (IZES et al., unveröffentlicht)

In der Stromerzeugung bedeutet das für den heutigen, überwiegend grundlastorientierten Biogasanlagenpark einen Strukturwandel. Dieser geht hin zu einer bedarfsgerechten Bereitstellung von Strom (und Wärme) mit entsprechender Absenkung der Volllaststunden. So können sich die Biogasanlagen dem zukünftig von fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) dominierten Energiesystem anpassen. Die Flexibilisierung erfordert verringerte Volllaststunden und kann mit verringerten Strom- (und Wärme-) mengen aus Biogasanlagen einhergehen, die dann durch zusätzliche andere erneuerbare

Kapazitäten kompensiert werden müssen (höhere Ausbaupfade für beispielsweise Wind und PV) (Hauser et al. 2014, Holzhammer et al. 2016).

Im Wärmebereich ist der Nutzungsgrad zu erhöhen. Dies kann entweder über KWK-Anwendungen oder über den Zwischenschritt Biomethan und Anschluss an das Erdgasnetz erfolgen. Dem Ausbau der Wärmenetze kommt im Rahmen der Energiewende eine strategische Bedeutung zu (BMWi 2017b, Merten et al. 2018). So müssen prohibitiv hohe Kosten nicht von einzelnen Biogasprojekten getragen werden. Generell soll Biomasse v. a. in schwer ersetzbaren Anwendungen, wie in schwer sanierbaren Gebäuden, eingesetzt werden (BMWi 2017a, BMWi 2016). Aber auch ländliche Regionen ohne Erdgasanschluss können bei einer Mindestwärmedichte mit Nahwärmenetzen erschlossen werden (Baur et al. 2016b). Ein anderes schwer ersetzbares Anwendungsfeld ist Prozesswärme im industriellen Mitteltemperaturbereich.

Im Verkehrssektor werden zukünftig neue Anwendungen in der Bereitstellung von Treibstoffen für den Flug- und Schiffsverkehr gesehen und der Einsatz von LNG oder sogar Dual-Fuel-Antrieben wird als zukunftsfähig erachtet. Auch die Beimischung von erneuerbar erzeugtem Erdgas/Methan sowohl im Pkw-Bereich als auch bei Bussen und Lkw (bei Letzteren auch in flüssiger Form, LNG) wird als eine Option gesehen (BMVi 2018).

Biogasanlagen können zukünftig eine wichtige Rolle in der Sektorenkopplung einnehmen. Zunächst kann Biomasse ohne strombasierte Sektorenkopplung in den Anwendungen Wärme und Kraftstoff direkt eingesetzt werden. Zudem ist der Brennstoff in verschiedenen Aggregatzuständen lagerfähig. In der Sektorenkopplung Strom – Gas (Power to Gas, PtG) kann aufgrund der hohen Anteile von Methan im Biogas (50–75 % des Biogases (Döhler 2013)) das Methan in der Regel direkt auf Erdgasqualität aufkonzentriert werden. Zusätzlich kann mithilfe eines Elektrolyseurs – unter Nutzung von regenerativem Überschussstrom – Wasserstoff erzeugt werden, welcher dann in Verbindung mit dem Biogasbestandteil CO₂ (25–45 % des Biogases (Döhler 2013)) zu Biomethan verarbeitet wird. Die Strom-zu-Gas-Umwandlung kann mehrere Funktionen erfüllen. Erstens steht damit ein chemischer Langzeitspeicher zur Rückverstromung zur Verfügung, der mit der bestehenden Erdgasinfrastruktur realisierbar ist. Zweitens steht mit biologisch erzeugtem Methan ein Substitut für Erdgas zur Verfügung, das eine der wenigen THG-neutralen C-Quellen für industrielle Anwendungen darstellt. Die Methanisierung und anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz erscheint damit als die flexibelste Verwendungsform. Je nach Annahme kann Biomethan dabei ressourcenstrategisch bedeutsam sein.

Zu den naturwissenschaftlich-agronomischen Wirkbereichen zählen die Bereiche Boden (Nährstoffmanagement, Erosionsschutz, Fruchtfolge), Landnutzung (Biodiversität und Grünlandschutz, Tourismus und Erholung) sowie Verwertung und Entsorgung (Bioabfall, Grünschnitt, Wirtschaftsdünger). Als weiterer Bereich ist die nicht energetische THG-Vermeidung zu nennen.

Im übergreifenden Wirkungsbereich Boden haben Art und Management des Substratanbaus entscheidende Effekte auf die Bereiche Nährstoffmanagement. Hier haben Düngung und Pflanzenschutz Einfluss auf den Gewässerschutz und können durch eine alternative Substratwahl für Biogasanlagen positiv beeinflusst werden. Diese haben einen direkten Einfluss auf den Gewässer- bzw. Grundwasserschutz.

Im Bereich Gärrestenutzung stellen Biogasanlagen insbesondere in Regionen mit geringer Viehdichte eine Möglichkeit der Nährstoffergänzung dar, wenn auf Mineraldünger verzichtet werden soll. Durch ein geordnetes Nährstoffmanagement von Gärresten in Verbindung mit einem regionalen Ausgleich des anfallenden Wirtschaftsdüngers können Biogasanlagen zur Erfüllung der europäischen Nitratrichtlinie beitragen.

Die Ausgestaltung des Energiepflanzenanbaus hat Auswirkungen auf eine Reihe von Wirkungsbereichen. Zunächst kann sie zum Erosionsschutz beitragen (Eder et al 2012). Im Wirkungsbereich Fruchtfolge hat der Fokus auf Silomais das Spektrum der Anbaukulturen in einigen Regionen eingeschränkt und in anderen (bei Dominanz von Weizen und Raps) erhöht (Kappenstein-Machan und Weber 2010). Generell kann Silomais unter bestimmten Voraussetzungen ohne ökonomische Einbußen auch durch Blümmischungen, Zuckerrüben, und mehrjährige Pflanzen wie Ackergräser ersetzt werden.

Auch der gesamte übergreifende Wirkungsbereich Landnutzung und Ökosystemleistung ist unmittelbar von der Ausgestaltung des Energiepflanzenanbaus betroffen. Hier würde sich ein erweitertes Spektrum an Energiepflanzen im Wirkungsbereich Biodiversität und Grünlandschutz positiv auf Artenvielfalt sowie auf Ökosystemleistungen auswirken (FNR 2013, Bouwma et al. 2018). Letztere betreffen auch zuvor genannte Wirkungsbereiche wie Nährstoffmanagement und Gewässerschutz aber auch Luftreinhaltung. Im Wirkungsbereich Tourismus und Erholung können Synergien aus Naturschutz, Imkerei, Tourismus und Biogasanlagen erzeugt werden.

Im Entsorgungssektor können energiewirtschaftlich unterstützte Biogasanlagen zur hochwertigen Verwertung gemäß § 8 Abs. 1 KrWG beitragen (Vergärung mit anschließender Kompostierung). Das öffentlich-rechtliche Gebührensystem wird dabei entlastet, indem die EEG-Vergütungen kostenintensivere Vergärungs-/Kompostierungssysteme konkurrenzfähig zu reinen Kompostierungsanlagen machen. Dies betrifft vor allem krautige organische Abfälle aus Kommunen (Grüngut) und Biogut aus privaten Haushalten, wodurch die THG-Emissionen verringert werden (IZES et al. unveröffentlicht)

Im Wirkungsbereich Wirtschaftsdünger sind Biogasanlagen mit der Gärrestproduktion der Lieferant einer biologischen Alternative zu Mineraldünger (Auburger 2016, Laub et al. 2018), was in mehrfacher Hinsicht vorteilhaft ist. Neben der Möglichkeit der Düngung für den Ökolandbau sowie des Nährstoffbezugs für landwirtschaftliche Betriebe ohne Viehhaltung kann die Wirtschaftsdüngerproduktion auch für die Ressourcenpolitik genutzt werden: Da es sich hier um ein biologisches Recyclingsystem u. a. für Phosphor

handelt, könnten Biogasanlagen gezielt für die Substitution von Phosphorimporten – und damit Mineraldüngerimporten – genutzt werden.

Im Wirkungsbereich nicht energetische Treibhausgasreduktion schließlich können die Emissionen der Vorkette von Biogasanlagen gesenkt werden, indem bei Anbaubiomasse Methoden zum Einsatz kommen, die weniger Stickstoffdünger- und Treibstoffeinsatz verlangen. Weiterhin können Methan- und Lachgasemissionen (sowie Ammoniakemissionen) von Wirtschaftsdünger in der Lagerung und der Ausbringung gesenkt werden.

3 Gesamtökonomische Effekte

Die im Projekt „Makrobiogas“ erfolgten Berechnungen der Gesamtökonomischen Effekt haben gezeigt, dass nur in wenigen Fällen und immer mit sehr stark vereinfachenden Annahmen eine Quantifizierung der Berechnungen möglich ist. Eine ausführlichere Analyse, die den regionalen Unterschieden von Ökosystemleistungen Rechnung trägt und diese mit den regional unterschiedlichen Beständen von Biogasanlagen abgleicht, um die Wirkungen im besten Fall auf ct/kWh je Anlagenkategorie herunterzubrechen, konnte im Rahmen der Studie nicht geleistet werden und ist daher als zukünftiger Forschungsbedarf zu definieren.

Dennoch ließen sich einige Leistungen abschätzen, die von Biogasanlagen erbracht werden. Die Berechnungen und zugrunde liegenden Annahmen sind im Projektbericht „Makrobiogas“ hinterlegt, der nach seiner Veröffentlichung unter www.izes.de abrufbar ist.

Im Bereich Gewässerschutz sind die regionalen Unterschiede der Gewässeraufbereitungskosten der Wasserwerke so hoch, dass sich aus der Bandbreite kaum Aussagen ableiten lassen. Durch einen geänderten Substratanbau mit verringertem Nitratreintrag könnten die Kosten für die Wasseraufbereiter um bis zu 25 % im Vergleich zum konventionellen Anbau gesenkt werden. Würden diese Kosteneinsparung dem Betreiber einer 500-kW-Biogasanlage als Anreiz gutgeschrieben, wären dies rund 0,25 ct/kWh. Allerdings wäre rund das 4-Fache notwendig, um den wirtschaftlichen Verlust des Substratwechsels zu kompensieren. Ist dies über die Strom-Einspeisevergütung nicht darstellbar, sind als Finanzierungsmechanismen z.B. (freiwillige) Zahlungen durch anliegende Wasserwerke bzw. Getränkehersteller oder das Instrument der Abwasserabgabe zu diskutieren.

Im Bereich Gärreste ist die Erlösspanne ebenfalls relativ groß. Sie liegt nach Abzug der Kosten für Separierung und Trocknung zwischen 2,90 €/m³ und 10,30 €/m³. Allerdings erschwert die hohe Spannweite der Konzentration der werthaltigen Inhaltsstoffe die Vermarktung. In Wirtschaftsdüngerüberschussgebieten jedoch ist ein Export unabdingbar und die Zahlungsbereitschaft größer (BDI 2018).

Im Bereich Erosionsschutz wurden für Deutschland anhand einer Hochrechnung Kosten für die Sedimentbereinigung von etwa 14,7 Mio. Euro geschätzt, welche durch die durch den Substratanbau hervorgerufene Bodenerosion entstanden sind. Förderungen für einen erosionsmindernden Substratanbau könnten die allgemeinen Gesamtkosten senken.

Der Wert des Lagerraums für Gülle und Mist, der durch die Biogasanlagen entstanden und über das EEG finanziert ist, beträgt rund 600 Mio. Euro. Ohne diesen Impuls müssten diese Kosten von der Landwirtschaft und hier insbesondere von der Tierhaltung mit potenziellen Auswirkungen auf die Fleisch- und Milchpreise gedeckt werden.

Im Bereich Abfall führt die durch das EEG induzierte Vorschaltung von Vergärungsstufen im Sinne einer stofflich/energetischen Verwertung von Bioabfällen zu einer Umsetzung der durch das KrWG geforderten hochwertigen Verwertung. Die EEG-Einpeisevergütung ermöglicht dabei eine Konkurrenzfähigkeit zwischen anaerob/aeroben und rein aeroben Verwertungsverfahren und entlastet damit die Abfallgebühr. Sie ist unter Annahme bekannter Gaserträge einer Kostendämpfung von rund 35 €/t Bioabfall gleichzusetzen, was bei einer Hochrechnung für die insgesamt in Deutschland über die Biotonne erfassten Mengen (4,9 Mio. t) einer Gesamteinsparung im Bereich der Entsorgungskosten von etwa 170 Mio. Euro gleichkommt.

Der Bereich der nicht energetischen THG-Vermeidung haben Biogasanlagen im Jahr 2017 durch die Verwertung tierischer Exkremate 1,98 Mio. t CO₂-Äquivalente vermieden. Mit einem Börsenpreis von 20 €/t CO₂ bewertet, entspricht dies einer Inwertsetzung am Markt von rund 40 Mio. €. Wird hingegen der untere Wert der globalen Schadkosten der Methodenkonvention 3.0 des Umweltbundesamtes von 180 €/t CO₂ angesetzt, ergeben sich 356 Mio. €.

Im Bereich der Biodiversität können Biogasanlagen auf ein größeres Repertoire an Inputpflanzen zurückgreifen als dies im Ackerbau für die Ernährungssicherung und den Futteranbau möglich ist. Ein Beispiel ist die Nutzung von potenziell giftigen Pflanzen. Der Anbau von Blühpflanzen kommt primär der Artenvielfalt von Insekten zugute und könnte an Biogasanlagen mit einem zusätzlichen Cent je Kilowattstunde vergütet werden. Pflanzen wie die Durchwachsene Silphie zeigen viele Vorteile im Erosionsschutz, bei Pflanzenschutzersparungen und der Förderung der Artenvielfalt sowohl ober- als auch unterirdisch.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Monetarisierung der Funktionen der Biogasanlagen außerhalb der Energieerzeugung.

Tab. 1: Nicht energetische Kostenwirkungen von Biogasanlagen (eigene Daten und Berechnungen)

Nicht energetischer Bereich	Kostenwirkung
Gewässerschutz	bis zu 25 % Senkung durch geänderten Substratanbau (hohe regionale Kostenunterschiede); bei 500-kW-Anlage zwischen 0 und 0,25 ct/kWh
Gärreste	Erlös ca. 2,9–10,3 €/m ³ unaufbereiteter Gärrest
Erosionsschutz	nicht quantifizierbar
Abfall	35 €/t Bioabfall, insgesamt 170 Mio. € /a in Deutschland
Landschaftspflege und Grünflächen	höhere Substratkosten für Gras (11,20 ct/kWh _{el}) anstatt Maissilage (9,56 ct/kWh _{el}), Investition in Aufbereitungstechnik nötig (KTBL 2017)
Lagerraum für Gülle und Mist	nicht quantifizierbar
Entgegennahme von Mist	EEG-Anlagen: kostenfreier Bezug deckt Investitionen für Aufbereitung; Post-EEG-Anlagen: auf Zahlungen für Mistabnahme angewiesen
Nicht energetische THG-Vermeidung	2017: Vermeidung 1,98 Mio. t CO ₂ -Äquivalente, entspricht 40 Mio € bei EU-ETS-Preis von 20 €/t oder 356 Mio € bei globalen Schadkosten von 180 €/t (unterer Wert)
Biodiversität	nicht quantifizierbar

4 Fazit

Landwirtschaftliche Biogasanlagen können nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung ihre Grenzkosten nicht mehr alleine am Energiemarkt refinanzieren. Grund ist v. a. der Einsatz von zu bezahlenden Substraten. Somit wurden in dieser Arbeit erstmals die Bandbreite positiver gesamtwirtschaftlicher Funktionen aufgezeigt und systematisiert, die Biogasanlagen wahrnehmen und die ihnen zugerechnet werden sollten. Bei entsprechender Ausrichtung des Betriebs können diese noch erhöht werden können. Allerdings sind die Funktionen teilweise schwer zu quantifizieren.

Es zeigt sich, dass einige Funktionen zwar einen positiven Beitrag leisten können, der sogar teilweise über den zu erwartenden Einnahmen einer Flexibilisierung der Anlagen liegt. Jedoch wird unter heutigen Bedingungen nur in wenigen Fällen eine Möglichkeit der Refinanzierung aller Betriebskosten durch die Bündelung von Einkommensquellen (energetisch/nicht energetisch) möglich sein.

Letztlich muss die Gesellschaft sich die Frage stellen, was ihr bestimmte Funktionen – und hier v. a. Ökosystemleistungen – wert sind. Ein Sonderfall könnte die Nutzung von Strom und Wärme von Biogasanlagen als Eigenenergienutzung sein. Hier gibt es jedoch noch sehr viele rechtliche Regelungen, die diese Möglichkeit verhindern. Dabei würde die Eigennutzung eine höhere Elektrifizierung gerade der Innenwirtschaft größerer landwirtschaftlicher Betriebe ermöglichen.

Literatur

- Auburger, S. (2016): Nachhaltige Biogasproduktion unter besonderer Berücksichtigung des Einsatzes von Zuckerrüben und Grünlandaufwuchs sowie der Gärrestverwertung. Dissertation, Universität Hohenheim, http://opus.uni-hohenheim.de/volltexte/2017/1310/pdf/Dissertationsschrift_Auburger.pdf, Zugriff am 20.12.2017
- Baur, F.; Noll, F.; Vogler, C.; Wern, B.; Mees, M.; Steinert, M. et al. (2016b): Wärmestudie Region Eifel und Trier. Endbericht, Saarbrücken, S. 81 f.
- BDI (2018): Klimapfade für Deutschland. Holzenergiekongress, Würzburg 28.09.2018 (Vorstellung der Biomasse bezogenen Kapitel durch Dr. Hein (BDI); Folien erhältlich über BBE)
- BMVi (2018): Energie auf neuen Wegen. Aktuelles zur Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung. Berlin, S. 13–16
- BMWi (2017a): Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Ergebnisbericht zum Trend 7: Moderne KWK-Anlagen produzieren den residualen Strom und tragen zur Wärmewende bei, Berlin, S. 15, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ergebnisbericht-strom-2030-trend-7.html>, Zugriff am 04.04.17
- BMWi (2017b): Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Ergebnispapier, Berlin, S. 35
- BMWi (2016): Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Berlin, S. 24
- Bouwma, I.; Schleyer, C.; Primmer, E.; Winkler, K. J.; Berry, P.; Young, J. et al. (2018): Adoption of the ecosystem services concept in EU policies. *Ecosystem Services* 29, pp. 213–222
- Döhler, H. (2013): Faustzahlen Biogas. Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 3. Ausgabe, S. 132
- Eder, B.; Krieg, A.; Huba-Mang, E. (Hg.) (2012): Biogas-Praxis. Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele, Wirtschaftlichkeit, Umwelt. Staufen bei Freiburg, 5., überarb. Aufl.
- FNR (2013): Bioenergie die vielfältige erneuerbare Energie. Gülzow, 5. überarb. Aufl.
- Hauser, E.; Wern, B. (2016): The role of bioenergy in the German “Energiewende” – whose demands can be satisfied by bioenergy? *Energy, Sustainable and Society*, Springer (open source)
- Hauser, E.; Baur, F.; Noll, F.; Wagener-Lohse, G. (2014): Beitrag der Bioenergie zur Energiewende. Fachverband Biogas e.V. BEE (Hg.): BEE-Plattform Systemtransformation, Bochum
- Holzhammer, U.; Krautkremer, B.; Jentsch, M.; Kasten, J. (2016): Beitrag von Biogas zu einer verlässlichen erneuerbaren Stromversorgung. Fraunhofer IWES, Kassel
- IZES, SWT, Energieagentur Region Trier, ECOSCOOP, Solites (2016): Wärmestudie Region Eifel und Trier. Endbericht im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung des Landes Rheinland-Pfalz, Saarbrücken
- IZES, UFZ, DBFZ (unveröffentlicht): Analyse der gesamtökonomischen Effekte von Biogasanlagen. Wirkungsabschätzung des EEG (MakroBiogas). Projektbericht des Forschungsvorhabens, Saarbrücken und Leipzig, Ende 2019 verfügbar unter www.izes.de
- Kappenstein-Machan, M.; Weber, C. (2010): Energiepflanzenanbau für Biogasanlagen. *Naturschutz und Landschaftsplanung* 42(10), S. 312–320, https://www.nul-online.de/artikel.dll/NuL10-10-312-320-1_MTgwNz11Mg.PDF

- Laub, K.; Wern, B.; Sultanbaeva, R. (2018): Establishing a market for recycling-derived fertilizing products. Proceedings of the 14th International Conference on Renewable Resources and Biorefineries, Ghent, Belgium, p. 36
- Merten, F.; Schüwer, D.; Horst, J.; Matschoss, P. (2018): Technologiebericht 7.4 Systemintegration, -innovation und -transformation innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiegewende. In: Wuppertal Institut, ISI und IZES gGmbH (Hg.): Technologien für die Energiegewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken, S. 23–29, <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/7068>
- Schepers, W. (2018): Neue Vorschriften im Düngerecht – Bedeutung für die landwirtschaftliche Praxis in einer Veredelungsregion aus Sicht einer Düngebehörde. In: KTBL (Hg.): 15. KTBL-Tagung. Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V., S. 18–26
- Wern, B.; Noll, F.; Müller-Riester, G.; Peters, W. (2018): Naturschutzfachliche Optimierung der Rohstoffbereitstellung für Biogasanlagen. Schriftenreihe Umweltingenieurwesen, Band 78, Tagungsband des 12. Rostocker Bioenergieforums, Rostock

Pansenkultivierung zur Strohhydrolyse als Biogasvorstufe

FRANK LANGGUTH, CAROLA GRIEHL

1 Hintergrund

Der Wechsel von fossilen Energiequellen hin zu erneuerbaren und nachhaltigen Energieträgern gewinnt vor dem Hintergrund des Klimawandels und der Endlichkeit dieser Ressourcen zunehmend an Bedeutung. In Deutschland ist hierbei die Erzeugung von Biogas ein wichtiger Pfeiler zur Energieversorgung mit erneuerbaren Energieträgern.

Um den ökologischen, ökonomischen und sozialen Anforderungen gerecht zu werden, bieten Rest- und Abfallprodukte vielversprechende Aussichten, da jegliche Konkurrenzsituation vermieden und neue Wertschöpfungsprozesse für bisher ungenutzte Biomaterialien erschlossen werden können. So soll die Verwendung von Stroh als Neben- und Abfallprodukt der Lebensmittel- und Futtermittelagrarwirtschaft nutzbar gemacht werden. Stroh ist aufgrund seiner Zusammensetzung aus stark cellulose- und ligninhaltingen Strukturelementen nur in geringem Maße anaerob abbaubar. Mittels biochemischer Vorbehandlung nach dem Vorbild des Rinderpensens werden Wege gesucht, das Stroh voraufzuschließen und so für den Biogasprozess besser verwertbar zu machen.

2 Zielstellung

Ziel hinsichtlich der Verwendung von Stroh als Biogassubstrat ist die Etablierung einer technischen Kultivierung von Pansenbiozönose und daraus folgend die Entwicklung eines Verfahrens, das Stroh mittels einer vorgeschalteten Hydrolysestufe auf Basis der Pansen-Biozönose effektiv voraufschließt, indem die enthaltenen Lignocellulose- und Ligninstrukturen aufgebrochen und für die weitere biochemische Umsetzung im Biogasprozess verfügbar gemacht werden.

3 Ergebnisse

Aktuell sind Kultivierungszeiten von mehreren Monaten möglich, in welcher die Mikroorganismen für die Vorbehandlung lignocellulosehaltiger Biogassubstrate eingesetzt werden können. Die anschließende Vergärung zeigt eine wesentlich höhere Methanausbeute im Vergleich zu unbehandeltem Stroh von 24 % auf 328 mL_{CH₄}/g_{oTS}. Bei Laub,

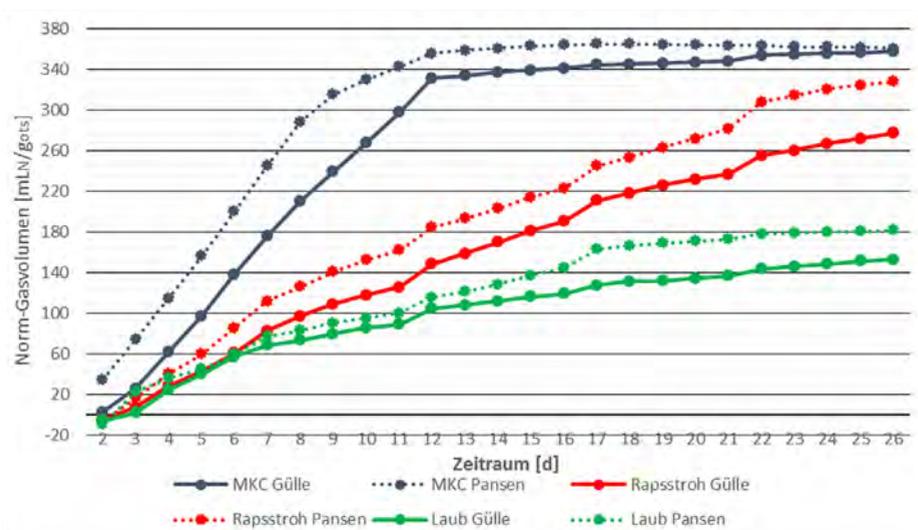


Abb. 1: Biogasvolumina von Stroh, Laub und mikrokristalliner Cellulose als Referenz (MKC); zerkleinert und per Pansenbiozönose vorhydrolysiert (© HS Anhalt, AG Griehl)

einem deutlich stärker lignifiziertem und somit nahezu unbrauchbaren Biogassubstrat, liegt die Steigerungsrate immerhin bei 18 % (Abb. 1).

Diese Kultivierungsergebnisse und einen Ausblick auf die fortfolgenden Forschungsarbeiten und Prozessentwicklungen geben die Autoren in ihrem Poster.

Lebensmittelrestevergärung in Deutschland und den USA

BENEDIKT HÜLSEMANN, STEPHANIE LANSING, ABHINAV CHOUDHURY,
JENNA SCHUELER, MARIA SOL LISBOA, HANS OECHSNER

1 Einleitung

Die Nutzung von Lebensmittelresten als Co-Substrat in Biogasanlagen führt im Vergleich zum Kompostieren zu einer zusätzlichen Stromproduktion und einer Verringerung der Treibhausgase. Daher rückt die Verwendung von Lebensmittelresten in Biogasanlagen in Deutschland und in den USA zunehmend in den Fokus, was sich in einem Ausbau von Biogasanlagen in diesem Bereich bemerkbar macht.

Gleichzeitig sind sowohl die verwendeten Co-Substrate, die Regularien und der Anlagenbetrieb zwischen Deutschland und den USA sehr unterschiedlich. Dies soll hier am Beispiel einer Biogasanlage in Deutschland und einer Biogasanlage in den USA (Abb. 1) aufgezeigt werden.

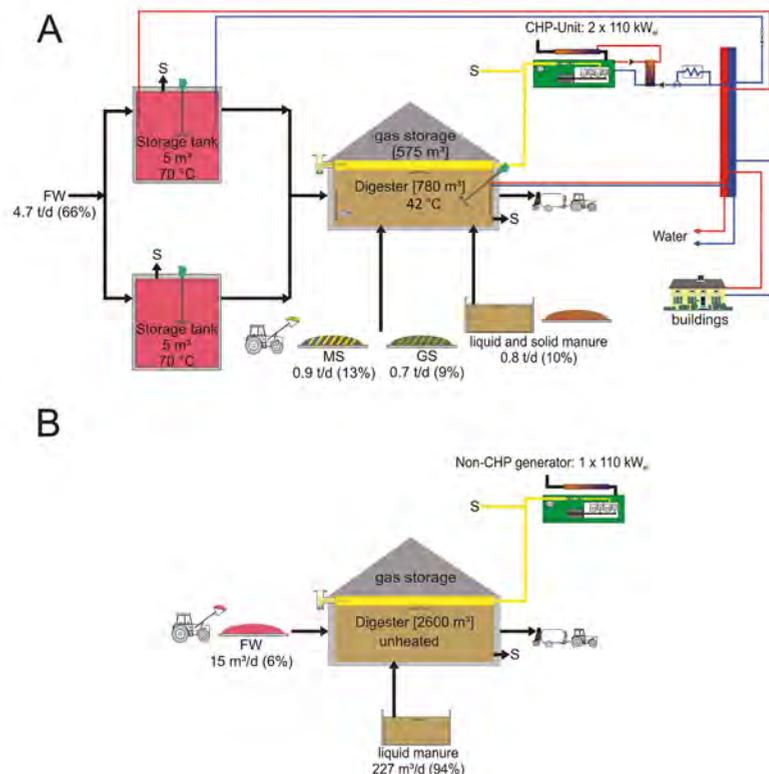


Abb. 1: Biogasanlagenschema (Lansing et al. 2019)
Biogasanlage A: Deutschland, B: USA, FW: Lebensmittelreste

2 Ergebnisse

Bei Betrachtung der Gasproduktion der untersuchten Anlagen sind deutliche Abweichungen zu erkennen (Abb. 2). Die Anlage in Deutschland produziert im ganzen Jahr eine konstante Menge an Methan pro Tag. Die produzierte Biogasmenge in den USA schwankt hingegen stark. Von Juni bis September produzieren die Biogasanlagen in den USA und in Deutschland ähnliche Biogasmengen. Im Winter hingegen erreicht die amerikanische Anlage nur 13 % der Methanmenge vom Sommer. Die Gründe hierfür sind im Anlagenaufbau zu finden. Die Anlage in der USA verfügt über keine Wärmerverwertung. Daher wird auch der Fermenter nicht beheizt (Abb. 1). Der resultierende Temperaturabfall sorgt für eine deutlich niedrigere Methanproduktion im Winter. Die Unterschiede im Aufbau resultieren wiederum aus politischen Rahmenbedingungen. In Deutschland wird die Wärmenutzung mittels Erneuerbaren-Energien-Gesetz gefördert. In den USA gibt es keine landesweite Förderung und nur einige Staaten haben überhaupt eine Förderung.

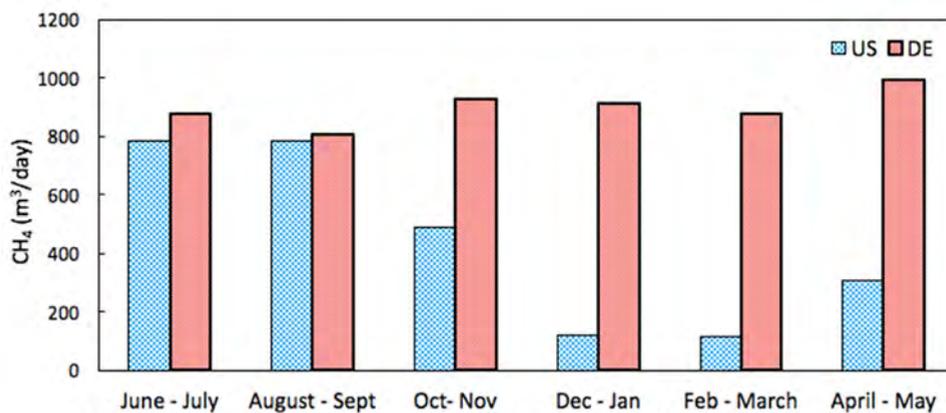


Abb. 2: Verlauf der Methanproduktion über das Jahr (Lansing et al. 2019)

3 Schlussfolgerung

Die politischen Rahmenbedingungen in Deutschland und den USA unterscheiden sich gravierend. Während in der EU und vor allem in Deutschland sowohl die Verwertung von Lebensmittelresten strengen Vorschriften unterliegt, als auch die Vergütung von Biogasanlagen festgelegt sind, gibt es solche Vorgaben in den USA nur in einigen Staaten.

Es scheint sinnvoll mit Gesetzen und Förderungen in den USA ähnlich Bedingungen wie in Deutschland zu schaffen, um einen ganzjährigen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, sodass der momentan erfolgende Ausbau von Biogasanlagen, die mit Lebensmittelresten betrieben werden, ökonomisch und ökologisch erfolgt.

Literatur

Lansing, S.; Hülsemann, B.; Choudhury, A.; Schueler, J.; Lisboa, M. S.; Oechsner, H. (2019): Food waste co-digestion in Germany and the United States: From lab to full-scale systems. *Resources, Conservation and Recycling* 148, pp. 104–113

Biogas fördert Biodiversität

ELENA KRIMMER, KORNELIA MARZINI, MARTIN DEGENBECK,
INA HEIDINGER, INGRID ILLIES

1 Einleitung: Strukturarmut in der Agrarlandschaft

Die Intensivierung der Landwirtschaft führte zu einem Schwund von naturnahen Habitaten und in der Folge zu einer Verringerung der Biodiversität in der Agrarlandschaft (Emmerson et al. 2016). Insbesondere das Fehlen von Blütenpflanzen führte zu einem Rückgang an Insekten. Durch die Förderung von Biogas dominieren verstärkt Maisfelder die Agrarlandschaft. Es gibt jedoch Alternativen: Wildpflanzenmischungen, bestehend aus einer Kombination von massewüchsigen Energiepflanzen und blütenreichen Begleitpflanzen, vereinen hohe Erträge mit zahlreichen ökologischen Vorteilen (Degenbeck 2015, Degenbeck und Marzini 2017).

2 Wildpflanzenmischungen: Hanfmix und Präriemix

Die Bayerische Landesanstalt für Weinbau und Gartenbau (LWG) arbeitet seit 2008 an der Entwicklung und Optimierung von mehrjährigen Wildpflanzenmischungen (WPM) zur Biogasproduktion. Hierbei werden insbesondere zwei WPM mit unterschiedlichem Fokus getestet und fortlaufend verbessert: Der „Hanfmix“, mit einer Mischung aus heimischen Wildarten und Kulturpflanzenarten und Blühoptimum Anfang bis Mitte Juli (Abb. 1A) und der „Präriemix“, bestehend aus Präriestauden und heimischen, spätblühenden Arten mit Blühoptimum im späten August bis September (Abb. 1B). Durch die



Abb. 1: Die Veitshöchheimer WPM A) Hanfmix (5. Standjahr) und B) Präriemix (3. Standjahr)
(© Kornelia Marzini)

Integration dieser beiden WPM in Maisanbauggebiete kann auch in intensiv bewirtschafteten Landschaften ein durchgehendes Blütenangebot von Mai bis September bereitgestellt werden.

3 Ergebnisse: Biogas und Biodiversität

Die Erträge der beiden WPM sind schon im ersten Jahr zufriedenstellend und steigen mit den Standjahren durch die Etablierung der massewüchsigen Stauden noch an. Der Hanfmix erreicht an guten Standorten Erträge von durchschnittlich 1.956 m³ Methan/ha. Der Präriemix kommt im Schnitt auf 2.004 m³ Methan/ha (Abb. 2). Nach erfolgreicher Etablierung erreichen die WPM in guten Jahren 40-50 % des Methanhektarertrages von Silomais.

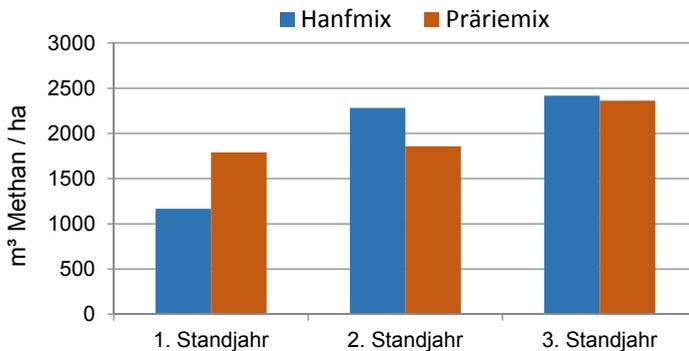


Abb. 2: Methanerträge der WPM Hanfmix und Präriemix (© Elena Krimmer)

Faunistische Begleituntersuchungen haben gezeigt, dass WPM Lebensraum für zahlreiche Insekten, Spinnen, Feldvögel und andere Wildtierarten bieten und sich positiv auf deren Artenvielfalt auswirken. Insbesondere viele Wildbienen konnten auf den Flächen sowohl des Hanfmixes als auch des Präriemixes festgestellt werden. Wildbienen sind von großer Bedeutung als Bestäuber von zahlreichen Wild- und Kulturpflanzen und sind durch die Intensivierung der Landwirtschaft besonders bedroht (Le Féon et al. 2010). Insgesamt 57 Arten wurden im Laufe von drei Jahren auf den Flächen festgestellt, darunter 18 Rote-Liste-Arten (Abb. 3).

4 Zusammenfassung

Die von der LWG entwickelten WPM Hanfmix und Präriemix verbinden auf einzigartige Weise Biogasproduktion und Naturschutz. Sie leisten bei gleichbleibenden Erträgen einen wertvollen Beitrag zur Förderung der Strukturvielfalt und sind als Nahrung und Lebensraum für viele verschiedene Tierarten geeignet. Auch zahlreiche Wildbienen finden sich auf den Flächen. Durch den Anbau der Veitshöchheimer Wildpflanzenmischungen fördert Biogas aktiv die Biodiversität in der Agrarlandschaft.

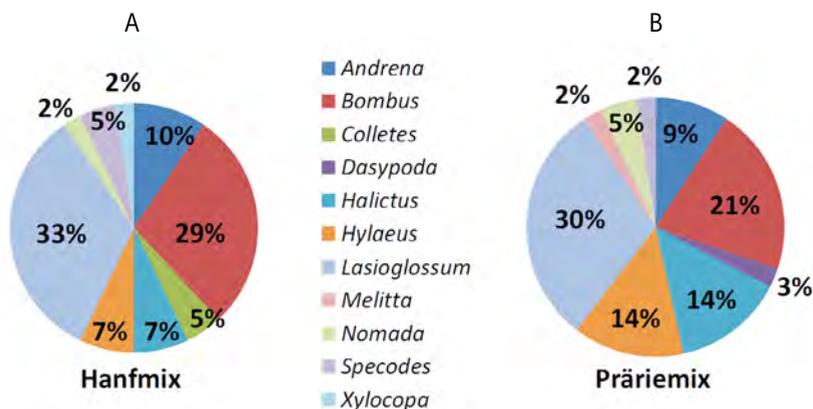


Abb. 3: Anteile der verschiedenen Bienengattungen der Wildbienen, die auf den Flächen der WPM A) Hanfmix und B) Präriemix gefangen wurden (© Ina Heidinger)

Literatur

- Degenbeck, M. (2015): Ansaat von artenreichen Wildpflanzenmischungen für die Biogasproduktion. In: Tagungsband „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“, KTBL-Schrift 508, Darmstadt, S. 248–261
- Degenbeck, M.; Marzini, K. (2017): Bienen und Wildtiere fördern durch mehrjährige Biogas-Wildpflanzenmischungen. In: Tagungsband „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“, KTBL-Schrift 512, Darmstadt, S. 314–316
- Emmerson M.; Morales MB.; Onate JJ.; Batáry, Berendse F.; Liira J.; Aavik T.; Guerrero I.; Bommarco R.; Eggers S.; Pärt T.; Tschardtke T.; Weisser W.; Clement L.; Bengtsson J. (2016): How agricultural intensification affects biodiversity and ecosystem services. *Advances in Ecological Research* 55, pp. 43–97
- Le Féon, V.; Schermann-Legionnet, A.; Delettre, Y.; Aviron, S.; Billeter, R. Bugter, R.; Hendrickx, F.; Burel, F. (2010): Intensification of agriculture, landscape composition and wild bee communities: A large scale study in four European countries. *Agriculture, Ecosystems & Environment* 137, pp. 143–150

Ertragssteigerung von Wildpflanzenmischungen zur Biogasproduktion

WALTER BLEEKER, STEFAN ZELLER, JOACHIM ZELLER, FRED EICKMEYER

Mehrjährige Wildpflanzenmischungen heimischer Arten haben sich in den letzten Jahren bewährt und werden inzwischen bundesweit von zahlreichen Landwirten zur Biogasproduktion eingesetzt. Sie tragen nachweislich zur Steigerung der Biodiversität in der Agrarlandschaft bei. Aufgrund der ganzjährigen Vegetationsbedeckung sind die Nährstoffverluste minimal.

Neben der fehlenden Honorierung ökosystemarer Dienstleistungen erweist sich vor allem das auf die Fläche bezogene Ertragsdefizit im Vergleich zu Silomais als das wesentliche Hemmnis eines großflächigen Anbaus von Wildpflanzenmischungen. Teilweise kann das Ertragsdefizit durch die niedrigen Produktionskosten aufgefangen werden. Dennoch ergibt sich bei den Deckungsbeiträgen eine Lücke.

Mit dem Ziel einer wesentlichen Ertragssteigerung der Wildpflanzenmischungen wurde daher mit einer züchterischen Bearbeitung der wuchskräftigsten Arten innerhalb der Mischungen begonnen. Im vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe geförderten Projekt „Heimische Wildpflanzen als Grundlage zur Entwicklung Ressourcen schonender Biomasseproduzenten“ (WaGBio) konnten bei drei der in den Mischungen enthaltenen Arten bereits gute Erfolge erzielt werden. Durch Kreuzung besonders wuchskräftiger Wildtypen und anschließende Selektion auf oberirdische Biomassebildung, Wuchsform und späte Blüte konnte von der Fa. ESKUSA bei *Tanacetum vulgare* (Rainfarn) ein besonders wuchskräftiger Stamm „Goliath“ gezüchtet werden. Der Stamm „Goliath“ lässt einen Biomassezuwachs von etwa 20 % im Vergleich zur Wildform erwarten. Im Versuchsanbau konnten hochgerechnete Hektarerträge von bis zu 22 t Trockenmasse erzielt werden. Im Batchversuch nach VDI-Richtlinie 4630 wurde ein spezifischer Biogasertrag von 458 Normkubikmeter pro Tonne Trockenmasse ermittelt. Bei einem angenommenen Methananteil im Biogas von 60 % wären *Tanacetum*-Monokulturen damit konkurrenzfähig zu anderen Monokulturen. Bislang ist der Einsatz der Linie allerdings im Mischungskontext und nicht in Reinkultur vorgesehen.

Zur Schaffung zusätzlicher Ausgangsvariabilität wurden in WaGBio leistungsfähige Populationen von *Tanacetum vulgare*, *Chicorium intybus* und *Artemisia vulgaris* in Form von Saatgut in die In-vitro-Polyploidisierung gegeben. Als Ergebnis dieser Versuche stehen polyploide Individuen von *Tanacetum vulgare* (Rainfarn), *Cichorium intybus* (Wegwarte) und *Artemisia vulgaris* (Beifuß) für weitere Arbeiten zur Verfügung. Diese Indi-

viduen weisen im Hinblick auf eine angestrebte Erhöhung des Biomasse- und Biogas-ertrages vielversprechende Merkmale (Organvergrößerungen) auf. Im nächsten Schritt sollen die Samenausbildung und die Keimfähigkeit der Samen erhöht bzw. stabilisiert werden. Parallel sollen diese Pflanzen als Kreuzungspartner für diploide Individuen der Art genutzt werden.



Abb. 1: *Tanacetum* „Goliath“ (Hintergrund) ist wuchskräftiger und blüht später als der Wildtyp (Vordergrund)



Abb. 2: Einzelpflanzenselektion bei *Tanacetum vulgare* und *Artemisia vulgaris*

Sorghum als Alternative zum Maisanbau – On-Farm-Versuche zur Optimierung des Anbaus in Praxisbetrieben

STEFAN LUKAS, MICHAEL HAUBOLD-ROSAR

1 Veranlassung und Aufgabenstellung

Der Anbau von Sorghum gewinnt aufgrund des züchterischen Fortschritts und der verbesserten Wirtschaftlichkeit zunehmend an Bedeutung. Der im Vergleich zu Mais geringere Wasserbedarf und das bessere Nährstoffaneignungsvermögen machen Sorghumhirschen auch im Hinblick auf den Klimawandel insbesondere in Regionen mit leichten Böden für landwirtschaftliche Betriebe für die Verwendung in Biogasanlagen attraktiv. Die Eingliederung als Haupt- oder Zweitfrucht ermöglicht außerdem die Auflockerung maisbetonter Fruchtfolgen. Von wesentlichem Interesse ist deshalb der Transfer neuer Erkenntnisse zu Sortenwahl und Anbauverfahren in die Praxis durch die fachliche Begleitung der landwirtschaftlichen Betriebe und deren Anpassung an die Praxisbedingungen.

2 Standort- und Anbaubedingungen

Das Forschungsinstitut für Bergbaufolgelandschaften e. V. begleitet seit 2016 im Rahmen des Verbundvorhabens „Sorghum III“ in Kooperation mit Projektpartnern „On-Farm-Versuche“ auf vier gewachsenen und einem Rekultivierungsstandort (Tab. 1). Durch die wissenschaftliche Begleitung des Sorghumanbaus in landwirtschaftlichen Praxisbetrieben werden anbautechnische Fragestellungen hinsichtlich:

- des Einsatzes mineralischer und organischer Dünger (Gülle, Gärrückstände),
 - des Vergleichs von Einzelkorn- und Drillsaatverfahren,
 - der Saattechnik (Saatstärke und Reihenabstand) und
 - der Bewertung von Bodenbearbeitungsverfahren
- in Abhängigkeit der jeweiligen betrieblichen Verhältnisse geprüft.

Tab. 1: Charakteristik der Versuchsstandorte

	Einheit	Krippehna	Jänschwalde	Booßen	Schneverdingen
Höhe über NHN	m	105	62 / 123	77	97
Entstehung		D	K	D	D
Bodenart, Zustandsstufe ¹⁾		SI 5 / sL 3	IS 6 / SI 2	SI 4 / IS 3	SI 4
Ackerzahl		25 / 65	16-22	24-30 / 47-57	30
Niederschlag ²⁾	mm	586	582	576	817
Temperatur ²⁾	°C	9,8	9,6	9,2	9,0

D: diluvial, K: Kippenboden

¹⁾ Nach Ackerschätzungsrahmen (AD-Hoc AG Boden 2005).

²⁾ Langjähriges Mittel (1981–2010).

Die On-Farm-Versuche wurden jeweils im Frühjahr von den beteiligten Projektpartnern (Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie, Forschungsinstitut für Bergbaufolgelandschaften e. V., Leibniz-Institut für Agrartechnik und Bioökonomie, Landwirtschaftskammer Niedersachsen) in Abstimmung mit den betrieblichen Fragestellungen der Praxispartner angelegt. Untersucht wurden:

1. Mögliche Ertragsvorteile von Sudangrashybriden (*Sorghum bicolor* x *Sorghum sudanense*, SGH) und Futterhirsen (*Sorghum bicolor*, FH) gegenüber Silomais nach Grünschnittroggen
2. Ertragssteigernde sowie bodenverbessernde Wirkungen zweier Wirtschaftsdünger (Rindergülle, Gärrest) beim Anbau einer SGH im Vergleich zu reiner Mineraldüngung
3. Auswirkungen unterschiedlicher Bodenbearbeitungsverfahren (Pflug, flache Bodenbearbeitung) und Saattechniken (Drillsaat, Einzelkornsaat) auf den Ertrag einer FH im Vergleich zu Silomais
4. Ertragsunterschiede beim Anbau einer SGH in Zweitfruchtstellung in Abhängigkeit von Saatstärke (15, 35, 55 Körner je m²) und Reihenabstand (18 und 36 cm) auf leichten und schweren Böden

3 Ergebnisse

Generell zeigten die Praxisversuche der Prüfjahre 2016 bis 2018 eine Anbauwürdigkeit und Konkurrenzfähigkeit von SGH und FH nach einer wasserzehrenden Vorfrucht auf leichten und ertragsschwächeren gewachsenen Böden. Bei höherer Bodengüte und ausreichender Wasserversorgung konnte die angebaute FH den Mais im Ertrag gar übertreffen. Die in ihrer Jugendentwicklung verzögerte und langsamer abreifende FH bot gegenüber den schnellreifen SGH ein höheres Ertragspotenzial und besonders in Trockenjahren einen für die Silierung bzw. die Verwendung als Biogassubstrat optimalen Trockensub-

stanzgehalt. Die untersuchte FH kann damit problemlos in die bestehende betriebliche Fruchtfolge integriert werden, zumal unter Extrembedingungen im Vergleich zu Silomais ein geringerer relativer Ertragsrückgang gegenüber „Normaljahren“ und damit eine höhere Widerstandsfähigkeit gegenüber Trockenheit und Hitze festgestellt wurde. Beim Anbau auf grundwasserfernen Kippenstandorten erwies sich Sorghum (SGH) als ertragsstabil gegenüber Silomais, welcher auch durch Wild und pilzliche Schaderreger hohe Ausfälle und Qualitätseinbußen des Erntegutes zu verzeichnen hatte. Durch den ausschließlichen Einsatz von organischen Wirtschaftsdüngern können bei gleichen und höheren Erträgen (Abb. 1) Kosten für die betriebsübliche Mineraldüngung eingespart werden. Durch angepasste Bodenbearbeitung und Saattechnik (Reihenabstand) wurden beim Anbau von Sorghum weitere Optimierungsmöglichkeiten in Abhängigkeit des Standortes ermittelt.

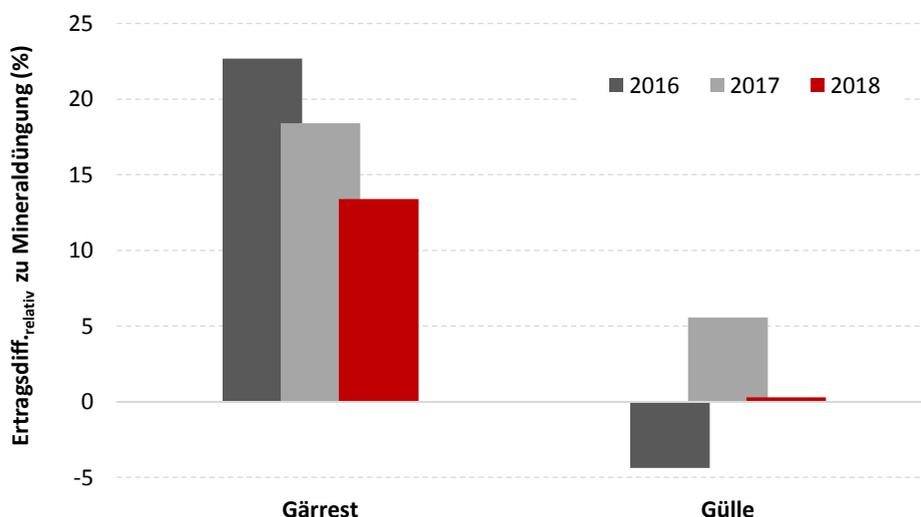


Abb. 1: Relativerträge beim Anbau von Sorghum: organischer Wirtschaftsdünger gegenüber reiner Mineraldüngung

Literatur

AD-HOC-AG BODEN (2005): Bodenkundliche Kartieranleitung. Hannover, 5 verbesserte und erweiterte Aufl.

Danksagung

Dieses Projekt wird gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Verbundvorhaben „Sorghum III“– Optimierung des Sorghumanbaus und Wissenstransfer in die landwirtschaftliche Praxis

BIANCA SCHLÜTTER, MEIKE BACKES

1 Optimierung der Bestandesetablierung von Sorghum durch angepasste Bodenbearbeitung und Aussaattechnik

Im Rahmen des Verbundprojektes „Sorghum III – Optimierung des Sorghumanbaus und Wissenstransfer in die landwirtschaftliche Praxis“ werden in einem vierjährigen Versuchszeitraum verschiedene Themenbereiche zum Sorghumanbau untersucht. Das Vorhaben zielt neben weiteren Fragen eines optimierten Sorghumanbaus auf eine notwendige Ergebnisüberführung in die landwirtschaftliche Praxis ab. Das Vorhaben (Laufzeit 2016–2020) wird durch das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) gefördert. Dabei koordiniert die Landwirtschaftskammer Niedersachsen pflanzenbauliche Versuche, in denen verschiedene Bodenbearbeitungen und Aussaattechniken für den Sorghumanbau untersucht werden.

Dazu werden Feldversuche an den Standorten Gülzow (Mecklenburg-Vorpommern), Poppenburg (Niedersachsen) und Trossin (Sachsen) angelegt.

Im Rahmen dieses Arbeitsschwerpunktes sollen mit den Sorten KWS Tarzan (*S. bicolor*) und KWS Sole (*S. bicolor* x *S. sudanense*) verschiedene Bodenbearbeitungen und Aussaattechniken im Hinblick auf ihre Eignung für den Sorghumanbau geprüft werden.

Zur Ernte wird ein TM-Gehalt von mindestens 28 % für die Sorte KWS Tarzan angestrebt.

Bei der Aussaattechnik wird zwischen drei Techniken differenziert:

- Einzelkornsaat mit 75 cm Reihenabstand (Maisaussaatechnik)
- Einzelkornsaat mit 45 bzw. 37,5 cm Reihenabstand (Rübenaussaatechnik bzw. Engsaat Mais)
- Drillsaat mit 25 cm Reihenabstand (Getreideaussaatechnik)

Der Faktor Bodenbearbeitung umfasst drei unterschiedliche Bodenbearbeitungsmaßnahmen:

- Pflugfurche mit Saatbettbereitung (Kreiselegge)
- flache Bodenbearbeitung mit Grubber oder Scheibenegge, anschließend Kreiselegge
- Direktsaat in die Stoppel

2 Ergebnisse

Ertraglich überzeugte die Drillsaat in allen Bodenbearbeitungen und erzielte jeweils gegenüber den Einzelkornvarianten die höchsten TM-Erträge. Mit den Einzelkornvarianten 75 cm und 37,5 cm Reihenabstand wurden in den jeweiligen Bodenbearbeitungen etwas niedrigere Erträge erreicht. Große Differenzen zwischen diesen beiden Varianten gab es hingegen nicht. Ebenso zeichneten die Einzelkornvarianten sich durch eine homogenere Pflanzenverteilung und einem gleichmäßigeren Feldaufgang aus.

Vergleicht man die unterschiedlichen Bodenbearbeitungsvarianten untereinander, lässt sich feststellen, dass mit allen drei Aussaattechniken in der Pflugvariante etwas höhere Erträge gegenüber der flachen Bodenbearbeitung erzielt wurden. Die Direktsaat schnitt hingegen schlechter ab (Tab.1).

Somit zeigen die dreijährigen (2016–2018) Ergebnisse, dass hinsichtlich der Ertragsleistung sowohl eine wendende als auch flache Bodenbearbeitung gegenüber einer Direktsaat vorzuziehen sind. Mit Blick auf die Aussaattechnik zeigt sich, dass ein engerer Reihenabstand sich positiv auf das Ertragsniveau auswirkt. Darüber hinaus spricht für diese Variante auch ein zügigerer Reihenschluss. Somit werden Unkräuter in ihrem Wachstum gehemmt und Erosionsgefahren vermindert.

Tab. 1: Adjustierte Mittelwerte der TM-Erträge beider Sorghumsorten der verschiedenen Bodenbearbeitungs- und Aussaattechniken aller Standorte über drei Jahre (2016–2018)

Bodenbearbeitung	Aussaattechnik	TM-Ertrag dt/ha
Pflug	EK 75 cm Reihenabstand	145
	EK 45 bzw. 37,5 cm Reihenabstand	149
	Drillsaat 25 cm Reihenabstand	162
Flache Bodenbearbeitung	EK 75 cm Reihenabstand	141
	EK 45 bzw. 37,5 cm Reihenabstand	145
	Drillsaat 25 cm Reihenabstand	161
Direktsaat	EK 75 cm Reihenabstand	131
	EK 45 bzw. 37,5 cm Reihenabstand	141
	Drillsaat 25 cm Reihenabstand	149

Verbundvorhaben „Sorghum III“ – Optimierung des Sorghumanbaus und Wissenstransfer in die landwirtschaftliche Praxis

BIANCA SCHLÜTTER, MEIKE BACKES

1 Pflanzenbauliche Versuche zur Optimierung der Biogasausbeute und -ertragsleistung durch Variation differenzierter Erntetermine bei unterschiedlichen Sortentypen

Im Rahmen des Verbundprojektes „Sorghum III – Optimierung des Sorghumanbaus und Wissenstransfer in die landwirtschaftliche Praxis“ werden in einem vierjährigen Versuchszeitraum verschiedene Themenbereiche zum Sorghumanbau untersucht. Das Vorhaben (Laufzeit 2016–2020) zielt neben weiteren Fragen eines optimierten Sorghumanbaus auf eine notwendige Ergebnisüberführung in die landwirtschaftliche Praxis ab. Das Vorhaben wird durch das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) gefördert. Die Landwirtschaftskammer Niedersachsen koordiniert hierbei pflanzenbauliche Versuche zur Optimierung der Biogasausbeute und -ertragsleistung durch Variation differenzierter Erntetermine bei unterschiedlichen Sortentypen.

Dazu werden Feldversuche in vier Anbauregionen auf sieben Standorten angelegt:

- Anbauregion Nord: Gülzow (Mecklenburg-Vorpommern), Obershagen (Niedersachsen)
- Anbauregion Löss: Poppenburg (Niedersachsen), Straubing (Bayern)
- Anbauregion D-Süd: Marquardt (Brandenburg), Trossin (Sachsen)
- Anbauregion K (Kippenstandort): Welzow (Brandenburg)

In dem Versuch werden zwei Sorten der früh abreifenden Sudangrasybriden (KWS Freya, Lussi) und vier Sorten der spät abreifenden Futterhirsen (KWS Zerberus, Amiggo, RGT Guepard, Herkules) verwendet. Zwei Maissorten (Toninio (S 230), Barros (S250)), deren Aussaat zusammen mit den Sorghumsorten erfolgt, dienen als Referenz. Die Sorten KWS Zerberus, RGT Guepard, Herkules und Barros sind mittlerweile nicht mehr verfügbar.

Zur Beurteilung des optimalen Erntetermins wird die Beerntung jeder Reifegruppe zu drei Terminen durchgeführt. Die Maissorten werden entsprechend der jeweiligen Abreifeentwicklung beerntet. In der Regel erfolgt bei Mais der 1. Termin zeitgleich mit der 1. Beerntung der Sudangrasybriden. Als erster Erntetermin ist ein TM-Gehalt unter 25–26 % anzustreben. Zum zweiten Erntetermin soll der TM-Gehalt bei Sorghum bei 28 % liegen. Beim dritten Termin sollten TM-Gehalte oberhalb von 30 % vorhanden sein. Dadurch wird die Entwicklung der Inhaltsstoffe während der Abreife abgebildet. Es sollen neben den Auswirkungen auf die Ertragsleistungen auch die Veränderungen der Qualitätsparameter untersucht werden.

2 Ergebnisse

Die dreijährigen (2016-2018) Ergebnisse zeigen, dass die Sudangrashybriden und die Futterhirsen das Potenzial besitzen, an das Ertragsniveau des Mais heranzureichen. Besonders an den Standorten Marquardt, Trossin und Welzow konnten sowohl die Sudangrashybriden als auch die Futterhirsen überzeugen. Hier schnitt im dreijährigen Mittel der Mais im Ertrag schlechter ab. Nur an dem Standort Gülzow erzielte der Mais höhere Erträge als Sorghum. Die Futterhirsen erreichten dort ein etwas niedrigeres Ertragsniveau. In Obershagen, Poppenburg und Straubing wurden mit den Futterhirsen geringfügig höhere TM-Erträge gegenüber dem Mais erzielt (Tab. 1).

Trotz des hohen Ertragspotenzial Sorghums, muss eine notwendige Abreife von mindestens 28 % Trockenmasse für eine optimale Silierung erreicht werden. Bei einer kühlen Witterung im Sommer mit ausreichenden Niederschlägen (vgl. 2017) und später Ernte kann dies nicht immer gewährleistet werden. Die Versuche zeigten, dass dieses Problem vor allem bei den Futterhirsen auftrat. Die Sudangrashybriden konnten an allen Standorten in allen drei Jahren eine sichere Abreife erreichen.

Tab. 1: Mittel TM-Erträge und -Gehalte (2016-2018) der verschiedenen Fruchtarten zu den 4. Ernteterminen der jeweiligen Versuchsstandorte. SGH = Sudangrashybriden, FH = Futterhirsen

Erntetermin	Fruchtart	Gülzow		Obershagen		Poppenburg		Straubing	
		TM-Ertrag dt/ha	TM-Gehalt %						
1. Termin	Mais	144	26	151	23	149	21	121	23
	SGH	120	29	155	28	146	27	142	28
2. Termin	Mais	151	27	185	27	186	27	156	29
	SGH	137	32	181	32	176	31	160	31
	FH	138	27	191	25	179	26	170	27
3. Termin	Mais	156	28	212	35	209	33	178	35
	SGH	137	32	202	35	195	35	168	33
	FH	142	27	218	30	205	29	179	29
4. Termin	FH	144	27	220	31	213	31	185	31

Ernte-termin	Frucht-art	Marquardt		Trossin		Welzow	
		TM-Ertrag dt/ha	TM-Gehalt %	TM-Ertrag dt/ha	TM-Gehalt %	TM-Ertrag dt/ha	TM-Gehalt %
1. Termin	Mais	72	24	95	22	86	27
	SGH	87	30	92	27	94	29
2. Termin	Mais	89	29	117	37	94	35
	SGH	95	34	121	36	106	37
	FH	99	27	131	28	107	26
3. Termin	Mais	87	39	122	43	82	38
	SGH	102	41	127	39	107	38
	FH	107	32	141	30	122	29
4. Termin	FH	121	34	142	30	124	30

Wirtschaftlichkeit von Sorghumhirsen

MARKUS THEISS, KERSTIN JÄKEL

1 Hintergrund

Das LfULG prüft seit dem Jahr 2005 im Rahmen von Mehrländerprojekten den Anbau von Sorghum als Kosubstrat für die Biogaserzeugung in Ergänzung zu Mais. Aus den langjährigen Versuchsserien lassen sich inzwischen belastbare Aussagen zum wirtschaftlichen Potenzial der Sorghumarten Sudangrashybride und Futterhirse im Vergleich zu Mais unter verschiedenen Boden-Klima-Bedingungen Deutschlands treffen.

2 Material und Methoden

Die vorgestellte Auswertung beruht auf mehrjährigen Ergebnissen aus Parzellenfeldversuchen mit Mais und Sorghum auf fünf Standorten bei weitgehend einheitlicher Bewirtschaftung. Entsprechend der Jahreswitterung vor Ort wurden die Kulturen hierbei jeweils zum optimalen Termin Anfang bis Mitte Mai gesät und im Zeitraum von Ende August bis Oktober reifegerecht beeretet (Ausnahmen bei Extremwetterereignissen).

Tab. 1: Standorte

Standort	Entstehung	Ackerzahl	Langjähriges Mittel Niederschlag	Langjähriges Mittel Temperatur
Trossin (SN)	Diluvial	44	586 mm	9,5 °C
Welzow (BB)	Rekult.	20	582 mm	9,6 °C
Gülzow (MV)	Diluvial	50	569 mm	8,6 °C
Poppenburg (NI)	Löß	90	599 mm	9,2 °C
Straubing (BY)	Löß	75	984 mm	8,4 °C

Die Beurteilung der Fruchtarten hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit erfolgt auf Vollkostenbasis (Tab. 2) anhand der Erzeugungskosten je Kubikmeter Methan.

Tab. 2: Hinweise zur Kalkulation der Verfahrenskosten

Position	Bemerkung/Annahme
Saatgut, Pflanzenschutz	Saatgut-/Pflanzenschutzmittelaufwand, Listenpreis
Düngung	N nach Aufwand; P, K und Mg nach Entzug 0,75 €/kg N; 1,80 €/kg P; 0,65 €/kg K; 0,65 €/kg Mg
Maschinenkosten, Arbeitszeitbedarf	typische Arbeitsgänge, nach KTBL, Diesel: 0,75 €/l, Schmierstoffe: 0,02 €/l Diesel, 15 € je Feldarbeitsstunde
Siloanlage	2,80 €/t Erntegut (volle Neuanschaffungskosten)
Flächenkosten	ortsüblicher Pachtzins, Grundsteuer (15 €/ha), Berufsgenossenschaft (25 €/ha), Kalkung (30 €/ha)
Gemeinkosten	Leitung/Verwaltung, Beratung, Versicherungen usw. (150 €/ha)
Wert Gärproduktückführung	Wert der mit Erntegut abgefahrenen Nährstoffe (Anrechnung: P, K, Mg zu 100 %; N zu 60 %) abzüglich Kosten Gärproduktausbringung (4,00 €/m ³)

Die Flächenleistungen der Kulturen wurden hierzu anhand der in den Versuchen festgestellten Parzellenerträge (abzüglich 12 % Siliiverluste) sowie der im Batchtest ermittelten durchschnittlichen Methanausbeuten der Substrate (Mais: 336 NI/kg oTS, Sudangrashybride: 293 NI/kg oTS, Futterhirse: 306 NI/kg oTS) kalkuliert.

3 Ergebnisse

Tab. 3: Leistungen und Kosten des Anbaus von Mais und Sorghum (Ø Versuchsjahre)

Standort Versuchsjahre	Fruchtart	Silageertrag dt TM/ha	Methanertrag m ³ /ha	Erzeugungskosten	
				€/ha	€/m ³ Methan
Trossin (n = 12)	Mais	125	3.974	1.333	0,34
	SG-Hybride	112	3.120	1.230	0,39
	Futterhirse	129	3.737	1.348	0,36
Welzow (n = 8)	Mais	101	3.203	1.252	0,39
	SG-Hybride	92	2.565	1.124	0,44
	Futterhirse	109	3.174	1.253	0,39
Gülzow (n = 9)	Mais	162	5.144	1.530	0,30
	SG-Hybride	124	3.451	1.323	0,38
	Futterhirse	126	3.651	1.460	0,40
Poppen- burg (n = 6)	Mais	195	6.194	2.171	0,35
	SG-Hybride	154	4.286	1.993	0,46
	Futterhirse	166	4.816	2.115	0,44
Straubing (n = 9)	Mais	175	5.560	2.299	0,41
	SG-Hybride	155	4.309	2.156	0,50
	Futterhirse	174	5.070	2.308	0,46

4 Fazit

Futterhirsen zeigten mehrjährig auf nahezu allen Standorten Ertragsvorteile im Vergleich zu den frühreiferen Sudangrashybriden. Mit Blick auf den Methanertrag je Hektar und die Erzeugungskosten je Kubikmeter Methan sollte der Schwerpunkt im Hauptfruchtanbau daher vorrangig auf dieser Sorghumart liegen. Insbesondere in Regionen mit ausgeprägter Sommertrockenheit auf überwiegend ertragsschwachen Böden (z.B. Welzow, Trossin) können Futterhirsen eine sinnvolle Ergänzung zum Mais darstellen.

Auch unter deutlich besseren, stabileren Bedingungen für den Maisanbau, wie z.B. am Standort Straubing in Bayern, konnten die Futterhirsen dem Mais mehrjährig im Trockenmasseertrag Stand halten. Aufgrund der Nachteile in der Methanausbeute im Vergleich zu Mais ergeben sich jedoch sichtbar höhere Kosten je Kubikmeter Methan. Dennoch kann Sorghum insbesondere bei zunehmenden Problemen mit tierischen Schadern (u. a. Maiswurzelbohrer) in dieser Region von Interesse sein.

Risiken beim Anbau von Sorghum bestehen vordergründig im Bereich der Unkrautbekämpfung. Einerseits ist die Auswahl an Herbiziden in der Kultur sehr begrenzt. Andererseits lassen sich Schadhirsens in der Kulturhirse aufgrund des engen verwandtschaftlichen Verhältnisses oftmals nur unzureichend bekämpfen. Die Wettbewerbskraft von Sorghum hängt zudem entscheidend von der Bereitstellung verbesserter Sorten ab.

Bienen nutzen Pollen der Energiepflanze *Sorghum bicolor*

REINHOLD SIEDE, STEFFEN WINDPASSINGER, RALPH BÜCHLER

1 Sorghum – Dualtypen erweitern Biogasfruchtfolgen

Biogaserzeugung auf der Grundlage von Maissilage benötigt große Maisanbauflächen. Enge, maislastige Fruchtfolgen sind die Folge. Deren agrarökologische Wertigkeit ist gering. Der Silomaisanbau ist in der öffentlichen Wahrnehmung negativ besetzt (Herbes et al. 2014). Bioenergie wird nur dann eine politische Zukunft haben, wenn es gelingt, die Umweltbilanz weiter zu verbessern. Sorghumhirsen (*Sorghum bicolor*) sind eine vielversprechende Ergänzung einseitiger Bioenergiefruchtfolgen. Moderne Dualtyp-Sorten können konkurrenzfähige Gaserträge liefern (Windpassinger et al. 2015). Da an Sorghumblüten zahlreiche pollensammelnde Bienen (*Apis mellifera*) beobachtet werden, liegt die Vermutung nahe, dass Sorghum eine Nahrungspflanze für die pollenfressende Insektenwelt ist. Diese Hypothese soll das SoNaBi-Projekt, Teilvorhaben 4, überprüfen. SoNaBi ist ein Verbundprojekt der Norddeutschen Pflanzenzucht Innovation GmbH (npzi), der Deutschen Saatveredelung AG (dsv), der Professur für Pflanzenzüchtung der Justus-Liebig-Universität Gießen (JLU) und des Bieneninstituts Kirchhain des Landesbetriebs Landwirtschaft Hessen (LLH).

1.1 Feldversuch

In 2017 und 2018 wurden auf dem Gelände der Versuchsstation Groß-Gerau der JLU 100 m² große Parzellen mit einer Sorghumlinie, einer Sorghum-F1-hybride, einer Mais-sorte (*Zea mays*) und Phacelia (*P. tanacetifolia*) in vierfacher Wiederholung angelegt. Die Parzellen wurden kurz vor Blühbeginn mit Flugzelten überspannt, in denen von Ende Juli bis Ende September kleine Versuchsbienvölkchen standen (Abb. 1). Weitere vier Zelte ohne Vegetation dienten als Kontrolle. Der Energiebedarf wurde durch Verfüttern von Zuckerwasser gedeckt. Im Abstand von 7 Tagen wurden an den Völkchen Parameter der Brutaufzucht, der Pollensammelleistung und der Bienenmasse erhoben.



Abb. 1: Sorghumflugzelt mit Versuchsbienenvölkchen im Mittelgang (© Siede)

1.2 Sorghumpollen für Brutaufzucht geeignet

Die Bienen sammelten Pollen an den Sorghumblüten. Der Pollen von Sorghum ertüchtigt Bienenvölker, Brut aufzuziehen (Tab. 1). Interessanterweise legten alle Bienenvölkchen, selbst die Völkchen der Nullkontrolle, Eier. Offensichtlich mobilisierten die Bienen körpereigene Reserven. Jedoch reichte der Fett- Eiweißkörper der Bienen nicht, um aus den Eiern schlupffreie Bienen aufzuziehen. Die Kontrollvariante ohne Pollenversorgung erzeugte nahezu keine gedeckelte Brut (Tab. 1). Die Sorghumgruppen zeigten eine mittlere Brutaufzucht. Die mit Maispollen versorgten Völker generierten etwas weniger gedeckelte Brutzellen. Die signifikant höchste Brutleistung erbrachten die Völkchen in den Zelten mit der sehr hochwertigen Trachtpflanze Phacelia.

Tab. 1: Mittlere Anzahl Zellen mit Eiern bzw. Zellen mit gedeckelter Brut

Variante	N	Eier		Gedeckelte Brut	
Phacelia	8	613,4	A	761,0	A
Sorghum-F1-hybride	8	382,1	B	245,7	B
Sorghumlinie	8	391,5	B	272,0	B
Mais	8	387,0	B	201,1	BC
Nullkontrolle	4	317,1	B	16,9	C

N = Anzahl Völker. Mit unterschiedlichen Buchstaben gekennzeichnete Werte innerhalb einer Spalte sind signifikant unterscheidbar ($p = 0,05$, Prozedur glm in SPSS).

2 Fazit und Ausblick

Bienen sammeln Sorghumpollen. Die Sorghumversuchsvölker erzeugten tendenziell, aber nicht signifikant mehr Brut als die Maisvergleichsvölker. Eine Diversifizierung der Biogasfruchtfolgen mit Sorghum kann als zusätzliche Pollentrachtquelle einen Zusatznutzen für die Insektenbiodiversität bieten. Weitere Optimierungen sind anzustreben. Bunte Blühpflanzen in Energiefruchtfolgen werden den Bioenergieanbau für die Insektenwelt substanziell aufwerten.

Literatur

- Herbes C.; Jirka, E.; Braun, J. P.; Pukall, K. (2014) Der gesellschaftliche Diskurs um den „Maisdeckel“ vor und nach der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2012. *GAIA-Ecological Perspectives for Science and Society* 23, pp. 100-108
- Windpassinger S.; Friedt, W.; Frauen, M.; Snowdon, R.; Wittkop, B. (2015) Designing adapted sorghum silage types with an enhanced energy density for biogas generation in temperate Europe. *Biomass and bioenergy* 81, pp. 496-504

Danksagung

Das Vorhaben wird durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert (FKZ 22008816).

Hygienisierung und Stickstoffentfrachtung von Wirtschaftsdünger - Hygie (NH₃) isch -

JULIANA ROLF, DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER

1 Einleitung

Zurzeit fallen jährlich in den 9.350 Biogasanlagen, die in Deutschland betrieben werden, ca. 82 Millionen Tonnen Gärreste an. Diese werden in der Regel zur Düngung auf Agrarflächen ausgebracht. Neben Gärresten aus Biogasanlagen fallen auch große Mengen tierische Ausscheidungen von z.B. Rindern und Schweinen an. Diese schlammartige Biomassen enthalten neben Stickstoff noch weitere Nährstoffe, wie Phosphor und Kalium, und beinhalten daher wichtige und wertvolle Nährstoffe. In Regionen, in denen die Ackerflächen mit Nährstoffen aus der Viehveredlung bereits ausreichend versorgt sind, ergeben sich umweltschädliche Nährstoffüberschüsse. Zum Beispiel kann es durch zu hohe Nährstoffmengen in Gewässern zur Eutrophierung kommen oder zu einem erhöhten Nitratgehalt im Grundwasser. Neben der regionalen Verwertung der Wirtschaftsdünger ist auch die Aufbereitung zu transportwürdigen Feststoffen bzw. Schlämmen möglich. Je besser diese Aufbereitung erfolgt, umso besser lassen sich damit Nährstoffbedarfe in Ackerbauregionen bedienen. Der Export der überschüssigen Nährstoffe führt somit zu einer Entlastung der landwirtschaftlichen Betriebe. Für die hygienische Unbedenklichkeit müssen schlammartige Biomassen für die Produktion eines Düngemittels mit geeigneten Verfahren hygienisiert werden.

Mit dieser neu entwickelten Anlagentechnik können schüttfähige und schlammartige Biomassen sowie deren Produkte aus einer Entwässerung mit Kalk konditioniert und hygienisiert werden. Die so behandelten Biomassen können je nach Anwendungsfall als Energiesubstrat oder als Düngemittel vermarktet werden. Dies führt zu einer Entlastung nährstoffbelasteter Regionen und insbesondere auch zu einer Verringerung der Grundwasserbelastung.

2 Kurzbeschreibung der Anlage

In dem von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt geförderten Projekt wird die Anlage aus dem Vorgängerprojekt „Entwicklung einer Anlage zur Hygienisierung und Trocknung von schlammartigen Biomassen mithilfe von Branntkalk“ zusammen mit der Fa. Thiel optimiert (Abb. 1).

Durch die Zugabe von Branntkalk reagiert dieser exotherm mit dem Wasseranteil und erhöht den pH-Wert. Infolgedessen verschiebt sich das Verhältnis von Ammoniumstickstoff zu Ammoniak in Richtung Ammoniak, womit die Möglichkeit einer gezielten Abtrennung des Ammoniumstickstoffs und die Produktion eines handelsfähigen Mineraldüngers in Form von Ammoniumsulfat mithilfe eines Schwefelsäurewäschers besteht. Mit höheren Branntkalkzugaben (bis zu 8 %) sind tendenziell kürzere Behandlungszeiten, höhere Temperaturen im Substrat und höhere Eliminationsraten an Ammoniak möglich (bis zu 70 %). Bei der Zugabe von 8 % Branntkalk erhitzt sich Hühner-trockenkot innerhalb von 5 Minuten auf über 80 °C.



Abb. 1: Aufbereitungsanlage mit zwei Modulen

Vor allem bei ammoniumreichen Reststoffen (insbesondere Festmist aus der Geflügelhaltung) wird damit eine aufgewertete, weiter nutzbare Biomasse gewonnen. Aufgrund der hemmenden Wirkung von Ammoniak auf den Biogasprozess waren bisher größere Mengen solcher Reststoffe nicht zu vergären. Somit ist es erstmals möglich, ammoniumreiche Reststoffe wie Geflügelmist nach einer entsprechenden Aufbereitung nun auch im großen Maßstab in Biogasanlagen energetisch zu verwerten.

Der Effekt der Erwärmung des Materials durch die exotherme Reaktion des Branntkalks kann zusätzlich für die Hygienisierung ausgenutzt werden. Dabei wird bei entsprechender Fahr- und Betriebsweise der Anlage keine zusätzliche externe Wärmequelle benötigt.

3 Fazit

Das hier vorgestellte Konzept ermöglicht mithilfe einer robusten, technisch optimierten und dennoch leicht zu bedienenden Technologie eine deutliche Reduzierung der Substratkosten für Biogasanlagen. Zudem bedeutet auch die gleichzeitige Produktion eines nachgefragten Düngers ein deutlicher Vorteil für die Biogastechnologie, sodass die Anlage insgesamt betrachtet eine echte Innovation für die Biogasbranche darstellt. Die Kosten für die Behandlung liegen zwischen 13 und 16 €/t (15 min Behandlungszeit, 8 % Branntkalk) und hängen stark von Behandlungszeit und Branntkalkmenge ab.

Danksagung



Optimierung einer Feinseparation für die Aufbereitung von Rindergülle und Gärresten – OptiSep

LUKAS WETTWER, DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER

1 Projektbeschreibung

Die Aufbereitung von GülLEN und Gärresten zur Rückgewinnung von Nährstoffen, insbesondere Phosphor, ist erforderlich, um die Nährstoffüberschüsse der viehveredelungsstarken Regionen in Deutschland wirtschaftlich umverteilen zu können. Der hohe Anfall an Wirtschaftsdüngern wird durch die Novellierung der Düngeverordnung zusätzlich verschärft. Das Ziel dieses Projektes war es, das Anwendungsspektrum des Separators (VakuSep) (Abb. 1) zu erweitern und eine Effizienzsteigerung in den Bereichen Verschleiß, Wartungsaufwand, Strombedarf und Betriebsstabilität zu generieren. Darüber hinaus sollte ein Konzept zur weiteren Aufbereitung der flüssigen Phase nach der Separation entworfen werden. Der Separator der Fa. BETEBE kann nach Abschluss des Projektes sowohl für die Separation von Schweinegülle und Rindergülle (bedingt) als auch für die von Gärresten genutzt werden. Besonderes Augenmerk lag 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, sodass jede Anlage explizit auf den jeweiligen Anwendungsbereich angepasst werden kann.

2 Versuchsdurchführung

Ziel der Optimierung war vor allem einen möglichst hohen Abscheidegrad der Nährstoffe (insbesondere Phosphor) in den Feststoff und ein weitestgehend entfrachtetes Filtrat zu erreichen, welches anlagennah ausgebracht werden kann. Zur Erweiterung des Anwendungsspektrums wurde sowohl eine vorgelagerte Grobseparation als auch ein Konzept für eine nachgelagerte Reinigungsstufe überprüft bzw. entwickelt. Darüber hinaus wurde 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

3 Ergebnisse und Aussichten

Der VakuSep weist nach Projektende aufgrund der Optimierungen eine hohe Betriebsstabilität und konträr dazu einen geringen Wartungsaufwand auf. Darüber hinaus konnten die Kosten für Verschleißteile stark verringert werden. Die effizientere Abscheidung von Nährstoffen war ein kontinuierlicher Prozess, der sich mit der Implementierung der Optimierungen stetig gesteigert hat. Mithilfe der durchgeführten Versuchsreihen konnten Optima im Bereich der Separationsparameter und der Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik (MSR-Technik) erzielt werden. Diese führten zu sehr guten Ergebnissen im Bereich der Gärrestseparation: Phosphorabscheidegrad: $> 50 \%$, Durchsätze: ca. $2 \text{ m}^3/\text{h}$, Strombedarf: ca. $1 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^3$. In Kombination mit einer nachgeschalteten Aufbereitung der anfallenden flüssigen Phase mithilfe von biologisch abbaubaren Flockungsmitteln konnten im Labor Phosphorabscheidegrade von über 95% nachgewiesen werden. Ein grundsätzlicher Aufbau einer kombinierten Separationsanlage ist schematisch in Abbildung 2 dargestellt:

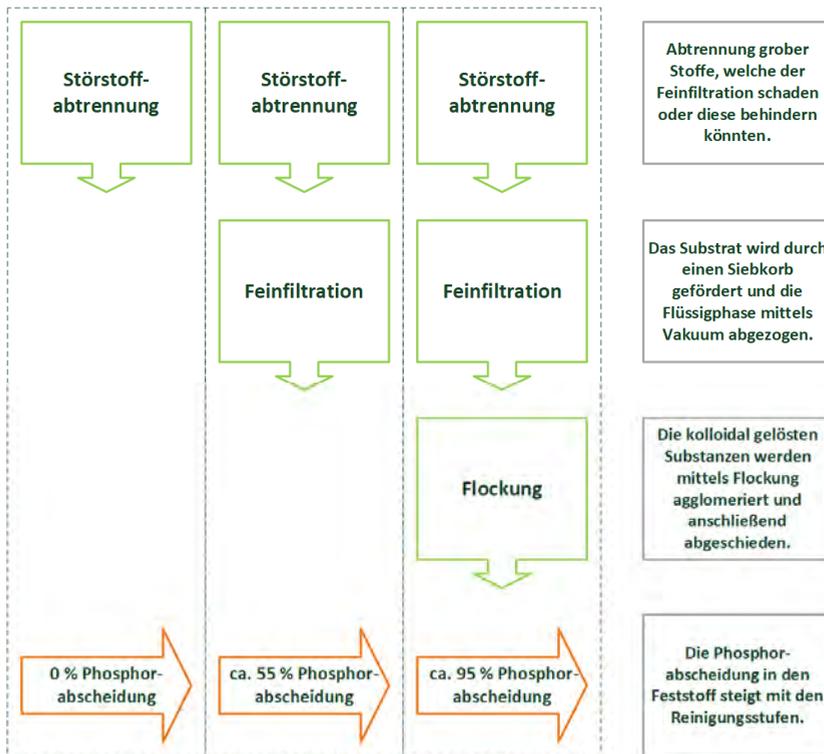


Abb. 2: Schematischer Aufbau der kombinierten Separationsanlage

Verwendung von Flockungsmitteln auf Basis nachwachsender Rohstoffe zur GÜlleaufbereitung und weiteren stofflichen Nutzung

JULIANA ROLF, DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER

1 Einleitung

Jedes Jahr fallen große Mengen tierische Ausscheidungen von z.B. Rindern und Schweinen an. Diese schlammartigen Biomassen enthalten neben Stickstoff noch weitere Nährstoffe wie Phosphor und Kalium. In Regionen in denen die Ackerflächen mit Nährstoffen aus der Viehveredlung bereits ausreichend versorgt sind, ergeben sich umweltschädliche Nährstoffüberschüsse. Hinzu kommt, dass unter anderem mit Phosphor ein lebensnotwendiger und nicht substituierbarer Rohstoff, dessen Vorkommen begrenzt ist, in diesen biogenen Reststoffen vorliegt und im Sinne der nachhaltigen Landwirtschaft wiedergewonnen werden sollte. Durch die Nutzung biologisch abbaubarer Flockungsmittel wird die Möglichkeit gewährt, die entstehende feste Phase als Dünger einzusetzen, da diese Flockungsmittel eine gute Pflanzenverfügbarkeit aufweisen.

Im Rahmen des Interreg VA Projektes „Mest op Maat – Dünger nach Maß“ wurde die Verwendung von stärkebasierten Flockungsmitteln zur Aufbereitung der flüssigen Phase separierter Schweinegülle erstmals untersucht. Im Verlauf der durchgeführten Versuchsreihen wurde zunächst die Machbarkeit einer solchen Flockung analysiert. Im Anschluss dieser Versuchsreihen wurde die Kooperation mit der Firma Emsland-Stärke GmbH fortgesetzt. In den nachfolgenden Abschnitten werden Teile der bisherigen Versuchsergebnisse vorgestellt.

2 Material und Methoden



Abb. 1: Versuchsreihe im Jar Tester

Die Versuche wurden in einer Rührstation mit fünf Rührern, einem sogenannten Jar Tester, durchgeführt (Abb. 1). Mithilfe des Jar-Tests lassen sich die optimalen Prozessparameter ermitteln. Die Parameter haben Einfluss auf jede Phase der Flockung (Koagulation, Polymer-Einmischung, Flockenreifung, Sedimentation). Da die Flockungsmittel auf Stärkebasis eine sehr hohe Viskosität aufweisen, werden sie zur Flockung 1 : 5 verdünnt. Die Schweinegülle wird vor der Trennung separiert. Zur Flockung wird die Gülle nicht verdünnt. Die Untersuchungsreihe war unterteilt in zwei Phasen. In der ersten Phase der Versuchsreihen wurden verschiedene Flockungsmittel und in der zweiten Phase Prozessparameter getestet.

- Monoflockung mit den kationischen Flockungsmitteln
- Dualflockung mit zusätzlich anionischen Flockungsmitteln

Um den Einsatz des Flockungsmittels zu optimieren wurden folgende Prozessparameter untersucht und ermittelt:

- Rührgeschwindigkeit
- Rührdauer
- Dosiermenge
- pH-Wert
- Temperatur
- Alter der Gülle

Zur Bewertung der Versuchsreihen werden die Nährstoffgehalte von Phosphor, Kalium, Magnesium, Schwefel, Calcium, Stickstoff und Ammonium sowie der Trockenrückstand in der flüssigen und festen Phase bestimmt. Ausgewertet werden die Versuche über eine optische Beurteilung, Nährstoffgehalte und Abscheidegrade.

3 Ergebnisse und Diskussion

Jedes in Phase 1 verwendete Flockungsmittel eignete sich zur Flockung. Die Auswahl des besten Flockungsmittels erfolgte über die Abscheidegrade. Mit einem Abscheidegrad von rund 85 % Phosphor war das Produkt Emfloc KCG 750 das beste der Versuchsreihe, sodass es für die weitere Flockung in Phase 2 ausgewählt wurde.

Im Rahmen der Untersuchungen in Phase 2 zeigte sich, dass es Parameter mit hohem Einfluss (Reifezeit, Alter der GÜlle und RÜhrgeschwindigkeit) und Parameter mit geringem Einfluss (pH-Wert und Temperatur) gibt. Durch eine hohe RÜhrgeschwindigkeit wird eine schnelle und homogene Durchmischung erzielt. Entstandene Flocken können aber auch durch eine zu hohe RÜhrgeschwindigkeit zerstört werden. Die Reifezeit im Anschluss der Flockung hat dabei vor allem einen Einfluss auf die Abtrennbarkeit der Flocken. Die optimale RÜhrgeschwindigkeit wärend der Flockung ist stark abhängig vom Alter der SchweinegÜlle. Durch die Anpassung der Prozessparameter kann eine Phosphorabtrennung von ca. 95 % realisiert werden.

4 Fazit und Ausblick

Durch diese Versuchsreihen konnte gezeigt werden, dass stärkebasierte Flockungsmittel technisch funktionieren und für SchweinegÜlle genutzt werden können. Diese Erkenntnis stellt eine neue Möglichkeit dar synthetische Polymere zu ersetzen. Dennoch muss durch zukünftige Versuche untersucht werden, inwieweit sich die Flockung auch im halbtchnischen bzw. großtechnischen Maßstab realisieren lässt.

Optimierung des Biogaspotenzials von *Phalaris arundinacea* (Rohrglanzgras) unter besonderer Berücksichtigung der Anreicherung von Germanium und Seltenen Erden in Gärresten

OLIVER WICHE, NAZIA ZAFFAR, CHRISTIN MOSCHNER, ERIK FERCHAU,
ANDREAS HERRMANN, ULF FEUERSTEIN, HERMANN HEILMEIER, HARTMUT KRAUSE

1 Einleitung und Ziel

Germanium (Ge) und Seltene Erden (SE) sind sehr wertvolle Rohstoffe. Die Nachfrage der Industrie steigt stetig, da diese Rohstoffe vor allem in der Mikroelektronik eingesetzt werden. Es wird erwartet, dass der Markt für Germanium im Zeitraum von 2018 bis 2022 mit einer jährlichen Wachstumsrate von 7 % und die Nachfrage nach Seltenen Erden um 3,9 % von 120.000 t im Jahr 2014 auf 150.766 t im Jahr 2020 steigen wird. Im Gegensatz zu anderen Rohstoffen sind Ge und SE in Böden mit Konzentrationen, die mit einigen wesentlichen Elementen vergleichbar sind, weit verbreitet. Ein vielversprechender Weg, die Versorgung mit diesen Elementen zu verbessern, ist das Phytomining. Mit *Phalaris arundinacea* (Rohrglanzgras) besteht die Möglichkeit, diese wertvollen Elemente aus dem Boden zu gewinnen. Die mehrjährige, krautige und schnell wachsende Pflanze weist einen hohen Biomassertrag bei einem gleichzeitig moderaten bis hohen Akkumulationspotenzial der Zielelemente auf.

Das Ziel der Untersuchungen besteht darin, den Prozess der Biogasbildung aus *Phalaris arundinacea* zu optimieren, wobei der Schwerpunkt auf der Gewinnung und Anreicherung von Germanium- und Seltenerdelementen in den Gärresten liegt. In einem Laborversuch wurde Rohrglanzgrasheu vom Projektpartner Deutsche Saatveredelung AG (DSV) zur Biogasproduktion im anaeroben Vergärungsprozess in einem kontinuierlichen Reaktor bei einer Temperatur von 39 °C eingesetzt. Der Einfluss unterschiedlicher Raumbelastungen sowie verschiedener Substratmischungen (Heu, Wasser und Rindergülle) auf die Biogasqualität und -quantität, die Prozessstabilität, die Elementmenge und -konzentrationen vor oder nach dem Biogasprozess wurden untersucht. Der Biogasgärrest wurde nach der anaeroben Vergärung auf die Konzentrationen an Spurenelementen mittels ICP-MS analysiert.

2 Vorgehen

In einem quasikontinuierlichen Fermenter mit 23 l Volumen wurde im mesophilen Temperaturbereich die Biogasproduktion und -ausbeute bei unterschiedlichen organischen Raumbelastungen über 265 Tage untersucht. Dabei konnte bei einer Raumbelastung von 3 kg oTS/ m³ FV eine Biogasproduktion im Bereich 1,0 bis 1,2 m³/(m³ FV) und bei der Raumbelastung von 1 kg oTS/ m³ FV eine Methangasausbeute von ca. 0,56 m³/kg oTS erreicht werden. Der Methangehalt lag in einer Bandbreite von 53 bis 57 Vol.-%. Aufgrund von Prozessstörungen, die sich durch fallende pH-Werte bis auf 6,8 ankündigten, wurde das Mischungsverhältnis von Heu zu Rindergülle von 80 % zu 20 % (oTS basierend) in Schritten auf ein Verhältnis von 60 % Heu zu 40 % Gülle bei der höchsten Raumbelastung verändert.

3 Ergebnisse

Die Konzentrationen von Germanium und Seltenen Erden wurden im Gärrest im Vergleich zum eingesetzten Pflanzenmaterial signifikant um den Faktor 100 erhöht. Die Anreicherung der Elemente im Gärrest erreichte für Germanium ein Maximum bei einer Raumbelastung von 2 kg oTS/ m³ FV und für Seltene Erden bei einer organischen Raumbelastung von 1 kg oTS/ m³ FV. Mit der Erhöhung des Anteils der eingesetzten Rindergülle, die relativ hohe Konzentrationen an Seltenen Erden (3,50 µg/g) und Germanium (0,05 µg/g) aufwies, nahm der Einfluss dieses Substrates zu, siehe Abbildung 1. Unterschiede in der Verfügbarkeit der Substrate für die Mikroorganismen und Veränderungen in den chemischen Bindungsformen der Elemente im Gärrest könnten eine Ursache sein.

Beobachtet wurden teilweise auch deutliche Verluste von rund 50 % der Elemente während der Versuchslaufzeit.

Darauf aufbauend zielen fortlaufende Studien darauf ab, die Prozesse in Bezug auf Elementarrückgewinnung, Anreicherung, Biogasproduktion und Identifizierung von Veränderungen in den chemischen Bindungsformen der Zielelemente im Gärrest zu optimieren.

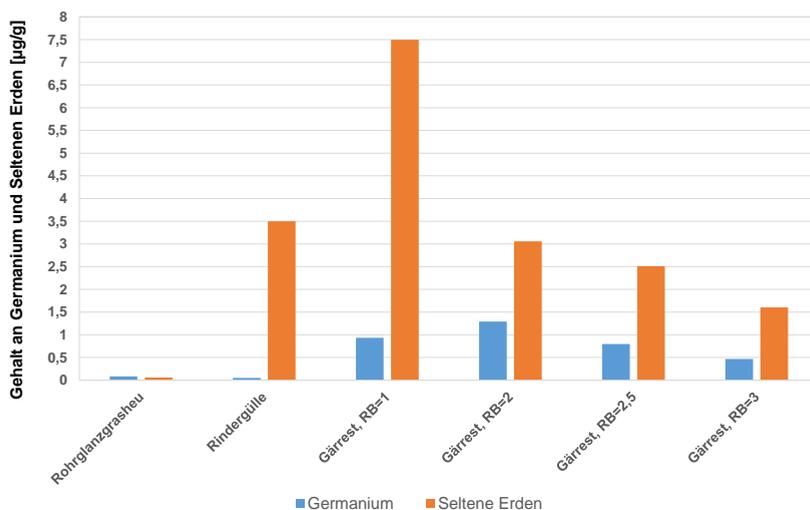


Abb. 1: Konzentrationen an Germanium und Seltenen Erden in Rohrglanzgrasheu (*Phalaris arundinacea*), Rindergülle und Gärresten bei unterschiedlichen Raumbelastungen (RB) der quasikontinuierlichen Fermentation

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.

Stabile, mesophile Biowasserstoff-Produktion mittels dunkler Fermentation durch pH-Wert abhängige Raumbelastungsanpassungen und Gülle-Verwertung

TOBIAS WEIDE, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER

1 Einleitung

Das weltweite Bevölkerungswachstum und die Notwendigkeit, den Einsatz fossiler Brennstoffe zu reduzieren, führen zu vermehrten Entwicklungsaktivitäten im Bereich alternativer Energiequellen (Kaltschmitt et al. 2016). Insbesondere die Produktion von Biowasserstoff gilt als vielversprechender Ansatz zur nachhaltigen Energieerzeugung, da die Technologie im Vergleich zur konventionellen H_2 -Produktion, z.B. Dampfreformierung aus Erdgas, über ein hohes CO_2 -Minderungspotenzial verfügt (Arimi et al. 2015). In dieser Arbeit wird das Verfahren der dunklen Fermentation (DF) zur Wasserstoff-Erzeugung (H_2) untersucht. Bei diesem Verfahren werden H_2 -bildende, anaerobe Mikroorganismen aus Rein- oder Mischkulturen im psychro- bis thermophilen Temperaturbereich eingesetzt. Die Stoffwechselmechanismen wandeln dabei Biomasse in H_2 , Kohlenstoffdioxid (CO_2) und flüchtige Fettsäuren (VFA) um. Die Prozessbedingungen sind vergleichbar mit denen der anaeroben Vergärung (Biogasprozess), weshalb biogene Reststoffe und Abwässer generell zur DF geeignet sind. Die Möglichkeit der Verwendung von Reststoffen senkt die Substratkosten der H_2 -Produktion und verhindert die Verwendung von Biomasse der ersten Generation (Wang und Yin 2017, Weide et al. 2019). Eine wesentliche Herausforderung bei der Prozessführung ist nach aktuellem Stand der Technik die Gewährleistung der Prozessstabilität, bei gleichzeitiger Reduzierung des Natronlauge-Verbrauchs (NaOH). NaOH wird verwendet um den pH-Wert auf einen konstantem Wert von etwa 5,0 bis 5,5 zu halten. Diese Zugabe hemmt bisher die großtechnische Implementierung des Verfahrens aufgrund der hohen Betriebskosten (Wong et al. 2014). Im Rahmen des Interreg VA Projekts: „Grüne Kaskade: Teilprojekt: Grünschnitt“ wurde die Verwertung biogener Reststoffe, wie z.B. die flüssige Phase separierter Schweinegülle, mittels DF zur Erzeugung von Biowasserstoff untersucht. Hierbei wurde die Fragestellung betrachtet, inwieweit die Prozessstabilität des Verfahrens, bei gleichzeitigem Verzicht auf NaOH-Zugabe zur Stabilisierung des pH-Wertes, gewährleistet werden konnte. Dazu wurde Schweinegülle zur Prozessstabilisierung und Erhöhung der Pufferkapazität eingesetzt sowie die Raumbelastung den Schwankungen des pH-Wertes angepasst.

2 Material und Methoden

Die Versuche wurden in Rührkesselreaktoren (CSTR) im halbtechnischem Maßstab ($V = 20 \text{ l}$) durchgeführt. Es wurden jeweils 3 Reaktoren mit 3 unterschiedlichen Impfschlämmen (Gärrest (Biogasanlage), Faulschlamm (Kläranlage) und Pelletschlamm (industrielle Abwasserreinigung)) angeimpft. Zur Eliminierung methanbildender Bakterien wurde der Impfschlamm thermisch vorbehandelt ($t = 2 \text{ h}$, $\vartheta = 80 \text{ }^\circ\text{C}$). Als Feed wurde separierte Schweinegülle verwendet, diese ebenfalls thermisch vorbehandelt ($t = 2 \text{ h}$, $\vartheta = 80 \text{ }^\circ\text{C}$) und mit einem Glukose-Wasser-Gemisch versetzt. In Abhängigkeit vom pH-Wert wurde die Raumbelastung der Reaktoren angepasst ($1,6\text{-}11,0 \text{ g}_{\text{CSB}}/(\text{l} \cdot \text{d})$) und unterschiedliche Verweilzeiten untersucht ($\tau = 20; 10; 5; 2,5 \text{ d}$).

3 Ergebnisse und Diskussion

Jeder der drei verwendeten Impfschlämme eignete sich zur Biowasserstoffherzeugung. Die Versuche konnten kontinuierlich und stabil betrieben werden, ohne dass eine Regulierung des pH-Wertes durch NaOH nötig war. Es wurden maximale Wasserstoffbildungsrate von $0,30$ bis $1,12 \text{ m}^3 \text{ H}_2/(\text{m}^3_{\text{Reaktor}} \cdot \text{d})$ und maximale Wasserstoffgehalte von 35 Vol.-% erzielt (Abb. 1). Der optimale Betriebspunkt lag bei einer Verweilzeit von 10 Tagen und die höchsten Wasserstoffträge wurden mit den Impfschlämmen Faulschlamm und Gärrest erzielt. Lediglich beim mit Pelletschlamm gefüllten Reaktor kam es zu vereinzelter

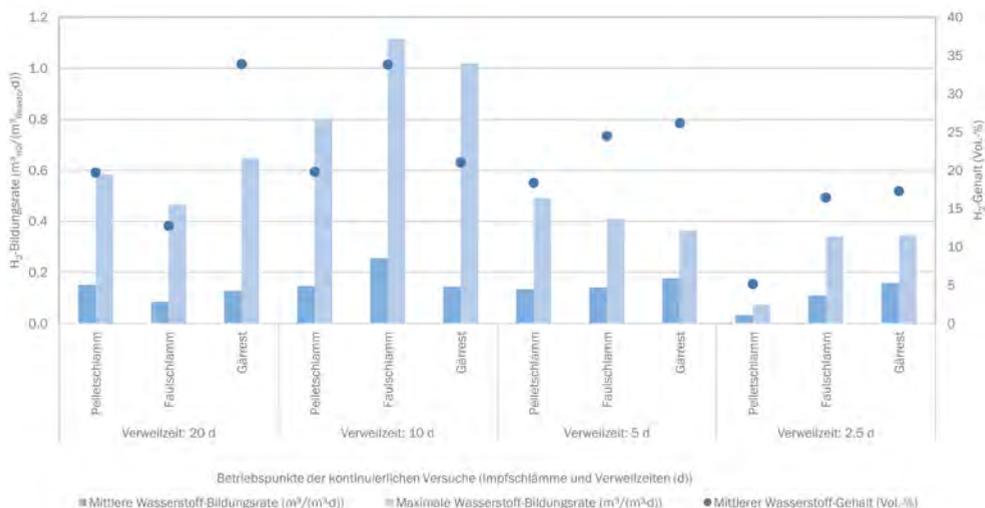


Abb. 1: H₂-Bildungsraten und H₂-Gehalte der kontinuierlichen Biowasserstoffversuche

Methanbildung (bis zu 20 Vol.-%). Dies ist auf den Biomasserückhalt im CSTR zurückzuführen. Diese verhindert ein Ausschwemmen der methanbildenden Mikroorganismen, wodurch es trotz niedriger pH-Werte ($\text{pH} < 5,4$) zur Methanbildung kam.

4 Fazit und Ausblick

Durch den Verzicht von NaOH-Zugabe wurde ein wesentlicher Schritt in Richtung großtechnischer Implementierung der dunklen Fermentation zur Wasserstoffherzeugung erreicht. Die vom pH-Wert abhängige Anpassung der Raumbelastung bei paralleler Zugabe von Schweinegülle zur Erhöhung der Pufferkapazität gilt in dieser Kombination bisher als vollständig neuartiger Lösungsansatz. Dennoch müssen zukünftige Versuche zeigen, inwieweit das Verfahren hinsichtlich der Maximierung des Wasserstoffertrags optimiert werden kann. Lösungsansätze sind hier z.B. die Verwendung von anaeroben Hochlastsystemen, die einen kontrollierten Biomasserückhalt ermöglichen (anaerobes Belebungsverfahren). Ebenfalls sollten die Möglichkeiten untersucht werden, den Gärrest (Ablauf) aus der DF in weiteren Prozessschritten energetisch (CH_4 -Erzeugung) und stofflich (VFA-Separation) zu nutzen.

Literatur

- Arimi, M.M.; Knodel, J.; Kiprop, A.; Namango, S.S.; Zhang, Y.; Geißen, S.-U. (2015): "Strategies for improvement of biohydrogen production from organic-rich wastewater: A review". *Biomass and Bioenergy* 75, pp. 101–118
- Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Eds.) (2016): *Energy from biomass: Principles, technologies and procedures*, Heidelberg, Springer Vieweg
- Wang, J.; Yin, Y. (2017), *Biohydrogen Production from Organic Wastes, Green Energy and Technology*, Springer
- Weide, T.; Brüggling, E.; Wetter, C. (2019), "Anaerobic and aerobic degradation of wastewater from hydrothermal carbonization (HTC) in a continuous, three-stage and semi-industrial system", *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 7(1), p. 102912
- Wong, Y.M.; Wu, T.Y.; Juan, J.C. (2014), "A review of sustainable hydrogen production using seed sludge via dark fermentation", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 34, pp. 471–482

Biogene Methanisierung zur Aufreinigung von Biogas zu Biomethan mit einer Kaskade aus zwei Festbettreaktoren

MARION SCHOMAKER, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER

1 Einleitung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Energiewende macht aufgrund der fluktuierenden Stromerzeugung die Schaffung von Speicherkapazitäten notwendig. Eine potenzielle Speichermöglichkeit für Biomethan aus erneuerbaren Energien ist das Erdgasnetz. Mit der Power-to-Gas-Technologie kann mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen Wasserstoff (H_2) hergestellt werden, der dann in einem weiteren Schritt mit Kohlenstoffdioxid (CO_2) zu Methan (CH_4) umgesetzt wird. Eine vielversprechende Möglichkeit der Anwendung für Power-to-Gas ist die Nutzung des erneuerbar erzeugten H_2 zur Steigerung des Methananteils im Biogas aus der anaeroben Vergärung. Für die Einspeisung in das Erdgasnetz ist eine Aufreinigung des Biogases auf die erforderliche Qualität gemäß der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) notwendig (DVGW 2013, DVGW 2011). Durch Zugabe von Wasserstoff wird das im Biogas enthaltene Kohlenstoffdioxid zu Methan umgewandelt und auf diese Weise der Methananteil im Biogas auf über 90 % erhöht.

2 Material und Methoden

Das Teilprojekt: „Methanisierung“ wird innerhalb des Interreg VA Projektes Grüne Kaskade bearbeitet und beschäftigt sich mit der Prozessoptimierung der biogenen Methanisierung. Ziel ist es, ein vielseitig einsetzbares Verfahren zu entwickeln, mit dem aus CO_2 bzw. Biogas und H_2 , Biomethan erzeugt wird, welches als Energieträger eingesetzt werden kann. Zur Untersuchung der biogenen Methanisierung von Biogas wurden im Rahmen des Projektes halbtechnische Reaktoren entwickelt. Das Ergebnis der Entwicklung ist eine Reaktorkaskade bestehend aus zwei Festbettreaktoren aus Edelstahl (Abb. 1, Abb. 2). In den Reaktoren befindet sich eine Füllkörperschüttung aus Keramikfüllkörnern, die als Aufwuchsfläche für die Mikroorganismen dienen und durch ihre Geometrie die Wege des Gases durch die Reaktoren verlängern.

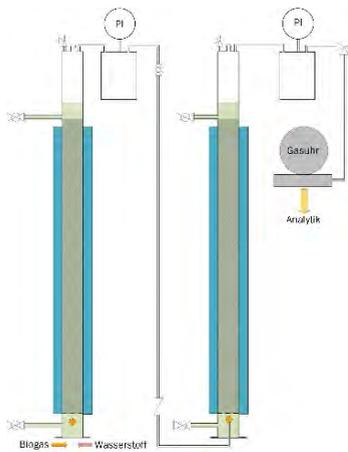


Abb. 1: Schema der Reaktorkaskade



Abb. 2: Methanisierung der FH Münster

3 Ergebnisse und Diskussion

Der Stofftransport ist insbesondere durch die geringe Löslichkeit von H_2 ein begrenzender Faktor für die Umsetzung von CO_2 und H_2 zu CH_4 . Daher wurden die zunächst parallel geschalteten Reaktoren in eine Reaktorkaskade umgebaut und damit die effektive Kolonnenhöhe auf 3,4 m erhöht. Die nachfolgenden Messungen der Zusammensetzung des Produktgases zeigten, dass bei einer Temperatur von 52 °C und Normaldruck nach 26 Tagen mit einer Methanisierungsrate von $0,3 \text{ m}^3_{CH_4}/\text{m}^3_{\text{Reaktor}}\cdot\text{d}$ ein Methananteil von 90 Vol.-% erreicht werden konnte (Abb. 3).

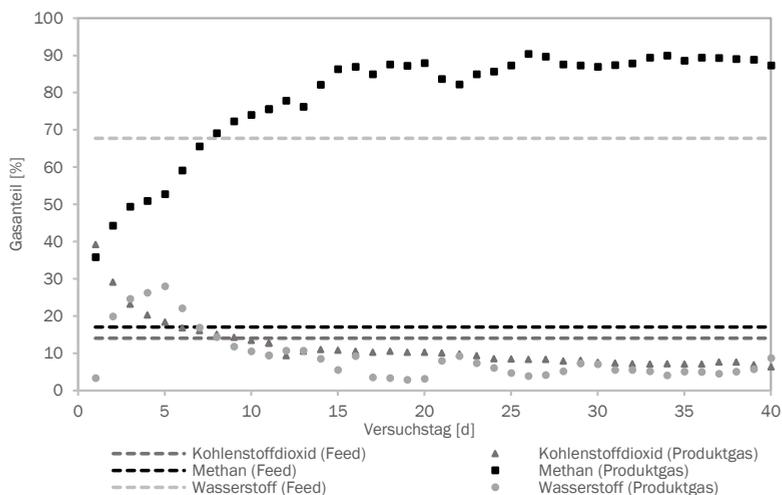


Abb. 3: Gasqualitäten der Methanisierung bei 52 °C Reaktortemperatur, Atmosphärendruck, Reaktorkaskade

4 Fazit und Ausblick

Mit den Ergebnissen aus der Versuchsreihe der Reaktorkaskade bei Atmosphärendruck und 52 °C konnte hinsichtlich des Methananteils der nach DVGW G 262 (Stand 2011) zur Einspeisung ins L-Gasnetz erforderliche Methangehalt (≥ 90 Mol-%) erreicht werden. Zur weiteren Steigerung der Methanisierungsrate sowie der Produktgasqualität werden weitere Versuche durchgeführt. Dabei wird zunächst die Druckabhängigkeit untersucht, indem in den Reaktoren ein Überdruck von 1,5, 2,0 und 2,5 bar eingestellt wird. Gleichzeitig wird bei jedem Druck nach dem Erreichen einer konstanten Produktgasqualität mit einem Methangehalt (≥ 90 %) der Feed erhöht und die mit der Reaktorkaskade maximal erreichbare Methanisierungsrate bestimmt. Die biogene Methanisierung bietet Biogasanlagen im Kontext der Flexibilisierung und Schaffung von Erdgassubstituten ein zukunftsfähiges Anwendungskonzept.

Literatur

- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches eV (2013): Technische Regel Arbeitsblatt DVGW G260 (A). März 2013 – Gasbeschaffenheit. Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser GmbH, Bonn
- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches eV. (2011): Technische Regel Arbeitsblatt DVGW G262 (A), September 2011 – Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser GmbH, Bonn

Lebenszyklusanalyse eines Power-to-Fuel-Systems für Biogasanlagen

LEA EGGEMANN, NEUS ESCOBAR, RALF PETERS, PETER BURAUUEL, DETLEF STOLTEN

1 Einleitung

Vor dem Hintergrund des EU-Klimaziels bis 2050 80–95 % der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 zu reduzieren, braucht es innovative, fossilarme Konzepte der Energiebereitstellung und -speicherung (European Commission 2019). Sogenannte Power-to-Fuel (PtF)-Prozesse, die CO_2 aus Industrie oder Landwirtschaft mit erneuerbarem Wasserstoff (H_2) zu alternativen Kraftstoffen kombinieren, bieten eine vielversprechende Lösung (Dietrich et al. 2018). Das CO_2 aus Biogas, das in Biomethananlagen herausgefiltert wird, entweicht bisher ungenutzt in die Atmosphäre (Billig et al. 2019).

In einem hier vorgeschlagenen PtF-System wird solches CO_2 nutzbar gemacht, indem es mit H_2 in einem einzelbetrieblichen, dezentralen Konzept zu Methanol verarbeitet wird. Das Konzept beruht auf den Annahmen von Eggemann et al. (2019), die eine Güllekleinanlage zusammen mit Biogasaufbereitungstechnik und einer Methanolsyntheseanlage im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse (LCA) betrachten. Dieses Poster fasst Grundannahmen des Systems sowie die Ergebnisse der Analyse zusammen und vergleicht das Szenario mit konventioneller Methanolherstellung auf Basis von Erdgas.

2 Systemaufbau

Abbildung 1 zeigt das System mit seinen verschiedenen Komponenten. Als Input dient Rindergülle (80 %) von einem Milchviehbetrieb zusammen mit Futterresten (20 %). Das Biogas wird weiter in einer Aufbereitungsanlage mit Druckwechseladsorption (PSA) gereinigt und CO_2 dabei angereichert, während der Gärrest zurück auf das Feld gebracht wird und z.B. Stickstoffdünger ersetzt. Da Güllekleinanlagen meist nicht an das Erdgasnetz angebunden sind, wird die energetische Nutzung in einem BHKW angenommen. Aus vereinfachten Gründen wird der H_2 durch eine Elektrolyse basierend auf Windstrom ortsnah produziert. Als Systemgrenzen wird das Hoftor bestimmt und 1 kg Methanol als Funktionseinheit.

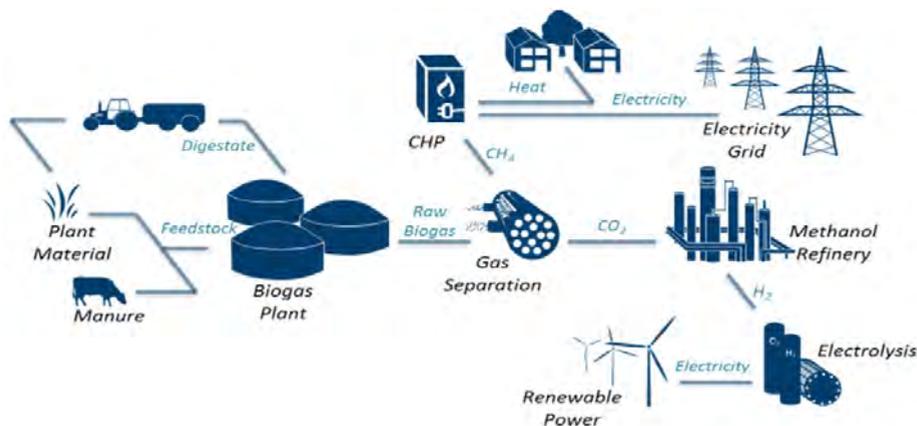


Abb. 1: PtF-System zur dezentralen Methanolherstellung

3 Ökologische Analyse

Die Analyse umfasst die Methanolproduktion von der Wiege (Gärssubstrat als Ausgangsmaterial) bis zur Bahre (wenn es den Hof verlässt). Daten zu Material- und Energieflüssen des Systems kommen einerseits aus der Ecoinvent 3.5 Datenbank (Wernet et al. 2016), andererseits von der TU Freiberg (Rau 2019) und aus eigenen Berechnungen des Instituts für Energie- und Klimaforschung (IEK-3) am Forschungszentrum Jülich. Die LCA nutzt die „ReCiPe 2016“-Methode („midpoint“ – hierarchist perspective) und ersetzt konventionelle Produkte durch Ko-Produkte des Systems („System Expansion“), wie z. B. Dünger und Energie. Die Ergebnisse sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Das System zeigt insbesondere Verbesserungen gegenüber der konventionellen Herstellung in der CO_2 -Bilanz sowie in seinen Auswirkungen auf Gewässer (EP), menschliche Gesundheit (HT), fossilen Ressourcenverbrauch (FD) und auf stratosphärischen Ozonabbau (ODP). In den Kategorien Versauerung der Böden (AP) und photochemische Ozonbildung (POF) schneidet die konventionelle Methode minimal besser ab, jedoch ergeben sich positive Emissionen, also Umweltbelastungen, für beide Kategorien.

Tab. 1: Ergebnisse der LCA für die einzelnen Umweltkategorien, einmal für das PtF-System (Base) und die konventionelle Methanolherstellung (Conventional)

Environmental Category	Unit	Base	Conventional
GHG	kg CO ₂ eq.	-4.220	0.735
FD	kg oil eq.	-0.841	0.789
EP freshwater	kg P eq.	-2.02E-03	9.66E-05
EP marine	kg N eq.	-1.58E-04	6.16E-06
AP	kg SO ₂ eq.	8.33E-03	1.68E-03
HT	kg 1,4-DB eq.	-2.044	0.123
POF	kg NO _x eq.	0.177	0.002
ODP	kg CFC-11 eq.	-2.06E-05	1.49E-07

GHG = Climate change (excl. biogenic carbon) with a 100-year time horizon

FD = fossil depletion

EP = eutrophication potential

AP = acidification potential (terrestrial)

HT = human toxicity

POF = photochemical ozone formation

ODP = stratospheric ozone depletion

4 Fazit

Im Rahmen der Klimaziele bietet das System eine interessante Alternative für die Nutzung des CO₂ von Biogasanlagen, welches bisher hauptsächlich Abfallprodukt ist. Außerdem ermöglicht die Methanolherstellung des Systems eine weitere Speichermöglichkeit für Bioenergie. Die Verbesserungen zur konventionellen Methode bieten einen interessanten Beitrag zu den EU-Klimazielen einer fossilarmen Wirtschaft. Eine zukünftige techno-ökonomische Analyse wird die Wirtschaftlichkeit eines solchen Systems evaluieren.

Literatur

Billig, E. et al. (2019): Non-fossil CO₂ recycling – The technical potential for the present and future utilization for fuels in Germany. *Journal of CO₂ Utilization* 30, pp. 130-141

Dietrich, R.U.; Albrecht, F.; Pregger, T. (2018): Production of Alternative Liquid Fuels in the Future Energy System. *Chemie Ingenieur Technik* 90(1-2), pp. 179-192

Eggemann, L. et al. (2019): A Power-to-Fuel Strategy for Biogas Plants – Life cycle assessment of a Small-Scale Fuel Production System. In: 14th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Dubrovnik

European Commission (2019): EU climate action. https://ec.europa.eu/clima/citizens/eu_en, Zugriff am 25.04.2019

Rau, F. (2019): Personal Communication

Wernet, G. et al. (2016): The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. *The International Journal of Life Cycle Assessment* 21(9), pp. 1218-1230

Optimierung des Biogasprozesses durch effizientere Enzyme – Ziele und Ergebnisse des H2020-Projekts DEMETER

LIANE MÜLLER, TIMO ROLF ZERBACK, MATTHIAS GOTTLIBE, JAN LIEBETRAU

1 Kurzdarstellung des Projekts

Hintergründe

Die gezielte Umwandlung von organischen Stoffen in Methan und Kohlendioxid durch Einsatz von Mikroorganismen unter anaeroben Bedingungen und die energetische Nutzung des so hergestellten Biogases hat eine wichtige Bedeutung. Die Umsetzung pflanzlicher Biomasse zu Methan umfasst die Hydrolyse polymerer Bestandteile (Proteine, Fette, Nukleinsäuren, Polysaccharide) zu Monomeren (Aminosäuren, Fettsäuren, organische Basen, Zucker). Dabei sind eine Vielzahl von Mikroorganismen und intrazelluläre wie auch extrazelluläre Enzyme beteiligt.

In aktuellen Forschungsvorhaben gilt es, den Zusatz von Enzymen zu untersuchen. Neben einer Erhöhung der Substratausnutzung und Beschleunigung des Abbaus wird eine Verbesserung der Fließeigenschaften des Gärmediums erwartet. Die unzureichende Durchmischung in Biogasanlagen kann zur Ausbildung von Schwimm- und Sinkschichten sowie von Totzonen führen. Enzyme könnten somit einen Beitrag zum besseren Abbau und zur Durchmischung im Fermenter leisten.

Eine effiziente Biomasseumwandlung, optimiert durch biochemische Substratvorbehandlung, erfordert jedoch die Verfügbarkeit von Enzymen, welche sich in der Praxis bewährt haben und im industriellen Maßstab hergestellt werden können. Ziel des EU-Projektes DEMETER ist die Optimierung der Enzymproduktion (Ertragssteigerung sowie Scale-up) und die Untersuchung des Einsatzes im Biogasprozess.

Versuchsziele

Gemeinsam mit namhaften Projektpartnern wird im DEMETER-Vorhaben ein mehrstufiger Forschungsansatz verfolgt. Zunächst soll die Enzymproduktion im Labor- und kleinen Pilot-Maßstab optimiert werden. Der verbesserte Fermentations- und Downstream-Prozess wird anschließend in eine 15.000-L-Pilotanlage in Belgien übertragen. Parallel dazu ist es Ziel, die Wirkung von Enzymen auf die Biogasausbeute unter Verwendung von häufig verwendeten Biomassen (z. B. Mais-, Grünroggen-, Sorghum- und Grassilage, Stroh) und dem organischen Anteil kommunaler Abfälle zu quantifizieren. Der Einfluss des hydrolytisch wirkenden Enzyms ist zu untersuchen und Aussagen zur Prozessstabilität bzw. zur Wirkung des biochemischen Katalysators zu treffen. Abschließend soll die

Verbesserung des Biogasproduktionsprozesses durch die Verwendung des Enzyms in der Praxis in großtechnischen Biogasanlagen in ganz Europa nachgewiesen werden. Bisher veröffentlichte Untersuchungen zum Einfluss biochemischer Desintegration berichteten von widersprüchlichen Ergebnissen. Weiterhin erfolgte bei diesen Untersuchungen keine statistisch auswertbare Versuchsplanung und -auswertung. Dies wird im aktuellen Vorhaben angestrebt.

2 Material und Methoden

Um eine qualitative Aussage über die Wirksamkeit des Enzympräparates treffen zu können, erfolgten zunächst Untersuchungen in insgesamt acht Laborreaktoren. Die Fermenter hatten ein Arbeitsvolumen von 10 Litern. Es wurden jeweils vier Reaktoren quasikontinuierlich über 260 Tage mit einem Substratgemisch von Grünroggen-Ganzpflanzensilage und Rindergülle bzw. Stroh und Rindergülle beschickt (organische Raumbelastung $B_R = 3,7 \text{ g/l} \cdot \text{d}$). In der ersten Versuchsphase fand zunächst keine Enzymzugabe statt, um vergleichbare Bedingungen in den jeweils vier Reaktoren einzustellen. Nach Erreichen stationärer Zustände erfolgte die Zugabe des Enzymproduktes in jeweils zwei Reaktoren mit dem entsprechenden Substratgemisch (Doppelbestimmung). Regelmäßige nasschemische Analysen dienten der Prozessbewertung und -überwachung.

3 Ergebnisse der Arbeit

Zur Bewertung der Effekte der Enzymzugabe auf den Biogasprozess wurden nur die Zeiträume und Ergebnisse während des stationären Zustandes vor und während der Enzymzugabe berücksichtigt. Vor Beginn der Zugabe konnten sehr gute vergleichbare Prozessbedingungen nachgewiesen werden. Der Variationskoeffizient der spezifischen Biogasbildung war kleiner 1,8 %. Die Zugabe der Enzyme erfolgte täglich über 60 bzw. 100 Tage. Trotz sehr guter Prozessbedingungen konnte kein deutlicher Einfluss der Enzymwirkung auf den Biogasprozess wie auch die Prozessstabilität nachgewiesen werden.

4 Fazit

In ersten Untersuchungen zur Wirkung des Enzymproduktes konnten keine statistisch nachweisbaren Effekte auf den Biogasprozess im Labormaßstab nachgewiesen werden. Anwender aus der Praxis berichten regelmäßig von positiven Erfahrungen. Neben direkten Effekten auf den Biogasprozess werden Synergien auf die Fließeigenschaften des Gärmediums (Viskosität) kommuniziert. Dies konnte in ersten Tests (auch an der Forschungsbiogasanlage des DBFZ) bestätigt werden und wird in weiteren Untersuchungen fokussiert. Zusätzlich ist es Ziel, Effekte der Maßstabsübertragung (Scale-up) in der weiteren Projektlaufzeit zu untersuchen.

Anmerkung

DEMETER ist ein von der Europäischen Kommission gefördertes Projekt und erhielt Förderung aus dem EU-Förderprogramm „Horizon 2020 Research and Innovation program“ mit der Grant Agreement Nummer 720714.

Energetische Untersuchungen zur Rührtechnik in einer Praxisanlage

ANDREAS LEMMER, BENJAMIN OHNMACHT, PHILIPP KRESS, HANS OECHSNER

1 Einführung

In Biogasanlagen stellen die Rührwerke häufig den größten Stromverbraucher dar. Die Optimierung der Rührtechnik und -einstellungen ist daher wichtig für einen profitablen und zukunftssicheren Anlagenbetrieb. Die wichtigsten Stellgrößen zur Minimierung des Eigenstrombedarfs sind bei Bestandsanlagen die Rührdauer, die Rührerausrichtung und die Anzahl der verwendeten Rührer.

2 Material und Methoden

Die Untersuchungen wurden an der Forschungsbiogasanlage der Universität Hohenheim an einem kontinuierlich beschickten Fermenter (Gärs substratvolumen ca. 700 m³, Abb. 1) durchgeführt. Als Inputsubstrate kamen Gülle (40 %), Maissilage (20 %), Grassilage (20 %), Pferdemist (10 %), Festmist (5 %) und Getreide (5 %) zum Einsatz.

Es wurden Experimente mit unterschiedlichen Rührzeiten und mit verschiedenen Rührwerken durchgeführt. Parallel dazu wurde der Jahresverlauf der Viskosität des Gärsubstrats aufgezeichnet.

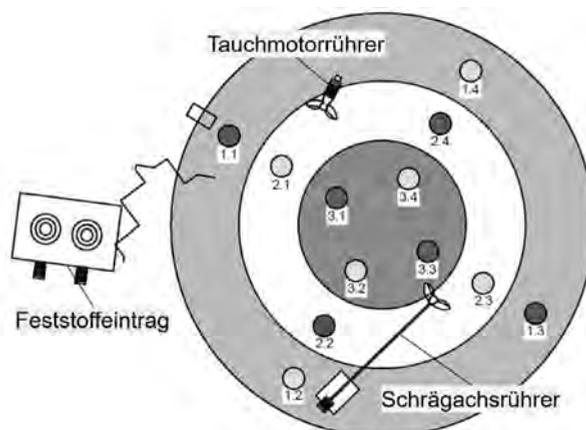


Abb. 1: Blick auf Fermenter 1 mit zwölf Stellen für die ortsaufgelöste Probenahme. Im Behälter sind ein Flygt-Tauchmotorrührer (Typ 4670) und ein Biogator HPR1 (Schrägachsrührer von REMA GmbH) verbaut. (© Kress/Ohnmacht)

3 Ziele

- Untersuchung des Einflusses der Rührzeit auf die Gasbildung.
- Ortsaufgelöste Untersuchungen zur Mischgüte beim Einsatz verschiedener Rührwerke durch den Einsatz von Tracern. Bestimmung der Viskosität des Gärsubstrats über einen Zeitraum von über einem Jahr.

4 Ergebnisse

- Eine (kurzzeitige) Reduzierung der Rührzeit führt unter Umständen nur scheinbar zu einer geringeren Gasproduktion. Das Gas wird im Gärsubstrat gespeichert und kann durch intensives Rühren wieder freigesetzt werden.
- Durch den simultanen Einsatz mehrerer Rührer kann die benötigte Rührenergie erheblich gesenkt werden („Propellerkorrespondenz“).
- Bei Fütterungsumstellungen kann sich die Viskosität des Gärsubstrats allmählich über einen langen Zeitraum hinweg ändern (Abb. 2)

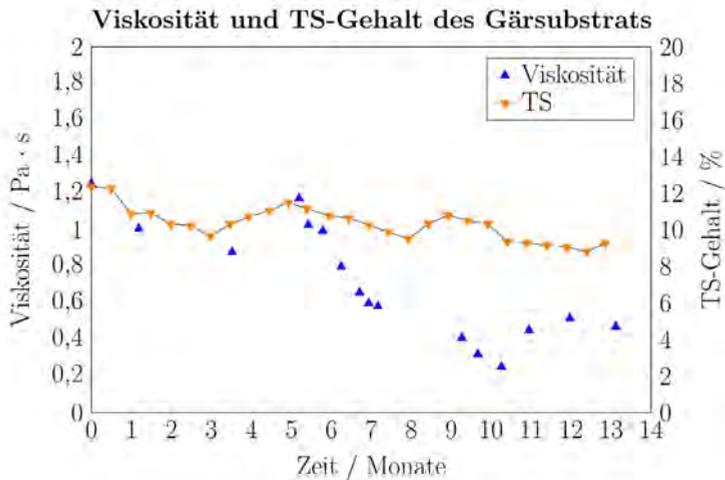


Abb. 2 Jahresverlauf der Viskosität und des TS-Gehalts des Gärsubstrats in Fermenter 1 (© Ohnmacht)

Flexible energy production by pulse feeding of sugar beet silage and its correlation with storage capacity

SHARIF AHMED, KERSTIN MAURUS, MARIAN KAZDA

1 Introduction

Sugar beet silage contains easily degradable components by which just-in-time biogas can be produced; an approach to generate flexible electrical energy. Moreover, existing biogas plants are claimed to generate such energy by adequate feeding management, i.e. feeding with variable amount of degradable feedstocks. The principle is to produce gas with base substrate to generate electrical energy, i.e. base load and to add degradable substrates for peak biogas production generating manifold energy for short period i.e. peak load. It might avoid additional storage capacity, according to Hahn et al., (2015).

Two experiments were executed: E1) Pulse feeding occurs once at 12 hrs interval and E2) Repeated pulse feeding refers to subsequent feeding within 12 hrs period, using beet silage in parallel to hourly feeding of maize silage. A control reactor with only maize silage was also maintained. The hypothesis was that such feeding schemes with beet silage would increase gas production rate within short time and hence electrical energy level could be increased without adding the storage capacity. To understand that, standardized electrical energy (i.e. base load) was calculated empirically based on gas production from hourly feeding reactor (only maize silage) and realized this energy level for other reactors. Furthermore, a model was performed for the following enquiries:

1. Would it be feasible to generate base load energy through off-peak hrs (9 hrs) while producing twofold base load at peak hrs (3 hrs)?
2. Would the storage capacity be adequate enough to meet flexible electrical energy?

2 Materials and Methods

To conduct the experiments (E1 and E2), 4 identical CSTRs with working volume 10 L were operated at mesophilic condition of 40 °C with organic loading rate (OLR) 2.0 kgVS m⁻³ day⁻¹. Feeding was confirmed by time-controlled screw conveyer for maize silage and peristaltic pump for sugar beet silage (details in Ahmed and Kazda, 2017). In E1, reactors were fed by maize silage (M) hourly and sugar beet silage (S) once every 12 hrs (Tab. 1). E2 was done only at feedstock ratios M:S-3:1, although daily amount of maize silage was fed hourly whereas feeding sugar beet silage was followed by multiple times

(see Tab. 1). Modelling was done with considering the storage capacity 3 hrs from daily amount of biogas produced in reactor A (only maize silage). Figure 1 and 2 represent the storage level after utilization of electrical energy at respective hours. Process performance was assessed by regular analysis of pH, alkalinity ratio and VFAs concentration (data not shown).

Tab. 1: Different feeding schemes during peak and off-peak hrs at OLR 2 kgVS m⁻³ day⁻¹

Experiments	Reactors	Feedstocks ratios in a day ¹⁾	Feeding strategy at 12 hrs	Experiment duration days
Pulse feeding (E1)	A (control reactor)	M:S – 1:0	M:hourly	17.5
	B	M:S – 6:1	M:hourly; S:at once	16
	C	M:S – 3:1	M:hourly; S:at once	16
	D	M:S – 1:3	M:hourly; S:at once	12.5
Repeated pulse feeding (E2)	E	M:S – 3:1	M:hourly; S:hourly	103
	F	M:S – 3:1	M:hourly; S:twice subsequently	93.5
	G	M:S – 3:1	M:hourly; S:thrice subsequently	97.5

M = Maize silage, S = sugar beet silage, HRT = hydraulic retention time

¹⁾ Based on volatile solid.

3 Results and Discussion

3.1 E1: pulse feeding

Hourly feeding with only maize silage produced 0.45 IN hr⁻¹ biogas with average methane concentration of 60 %. In the reactors with pulse feeding of beet silage, maximum biogas production rates were produced within 1 hrs irrespectively of feedstock amount (Tab. 2) and reached to its base level after 4 hrs. It was found that highest share of beet silage produced lowest biogas/methane yield in comparison to other reactors.

Tab. 2: Biogas and methane yield during pulse feeding

Reactors	Highest BPR in IN hr ⁻¹ / lowest MC in %	Time to produce highest BPR hrs	Specific biogas yield IN kg ⁻¹ VS	Specific methane yield IN kg ⁻¹ VS
A	0.45 ; 60	1	546	329
B	0.59 ; 62	1	564	348
C	0.68 ; 62	1	560	345
D	1.03 ; 57	1	479	285

BPR = biogas production rate, MC = methane concentration, IN = norm litre, VS = volatile solid

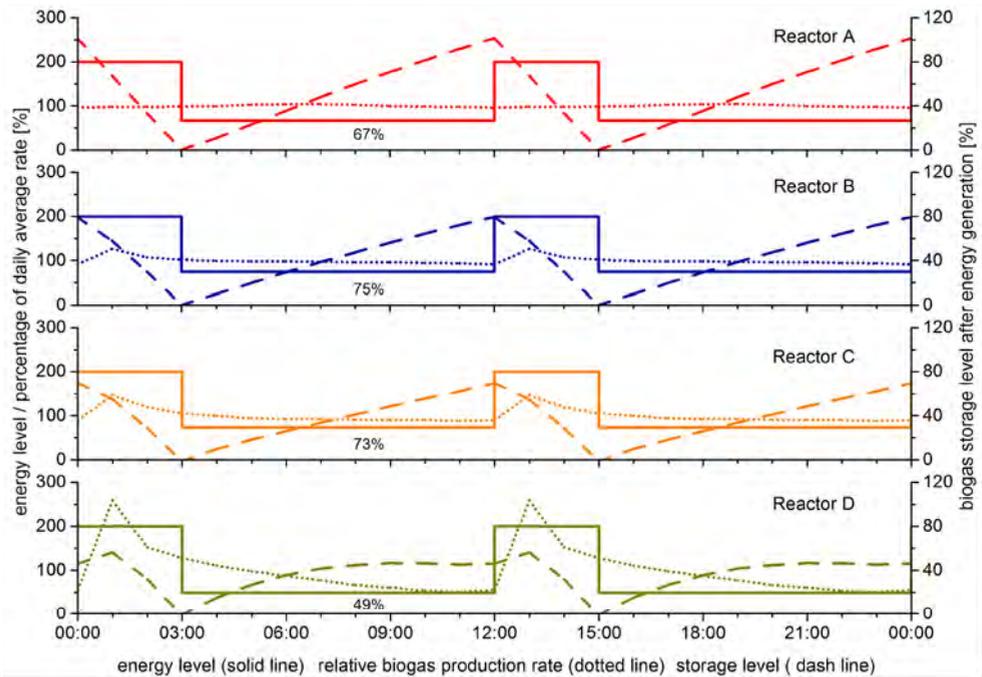


Fig. 1: energy level and utilization of storage capacity in the reactors A, B, C and D with pulse feeding

Model showed that base load energy could be reached to twofold during peak hrs in all reactors with lowering its production during off-peak hrs (Fig. 1). It appeared that additional storage capacity would be required to meet flexible electrical energy with only maize silage. In this context, storage capacity did not occupy more than 79% and 57% in reactor B and D, respectively. And producing 200% base load energy during peak hrs would ask to reduce its level to 73% and 49% in reactor C and D, respectively.

3.2 E2: repeated pulse feeding

Repeated pulse feeding scheme produced maximum biogas after 2 hrs without significant change of methane concentration. Lowest biogas and methane yield were produced in hourly feeding reactor E. On the other hand, reactor F with two simultaneous feeding of beet silage yielded maximum (Tab. 3).

Tab. 3: Biogas and methane yield during repeated pulse feeding

Reactors	Highest BPR in IN hr ⁻¹ / lowest MC in %	Time to produce highest BPR hrs	Specific biogas yield IN kg ⁻¹ VS	Specific methane yield IN kg ⁻¹ VS
E	0.39 ; 60	2	463	278
F	0.78 ; 58	2	565	338
G	0.62 ; 58	2	518	311

BPR = biogas production rate, MC = methane concentration, IN = norm litre, VS = volatile solid

In Figure 2, model showed that even though reactor E could produce twofold base load energy but non-preferable as it demanded additional storage capacity (117%). Under such feeding condition, only reactor F performed the best with 70% base load during off-peak hrs and 53% storage capacity would be occupied.

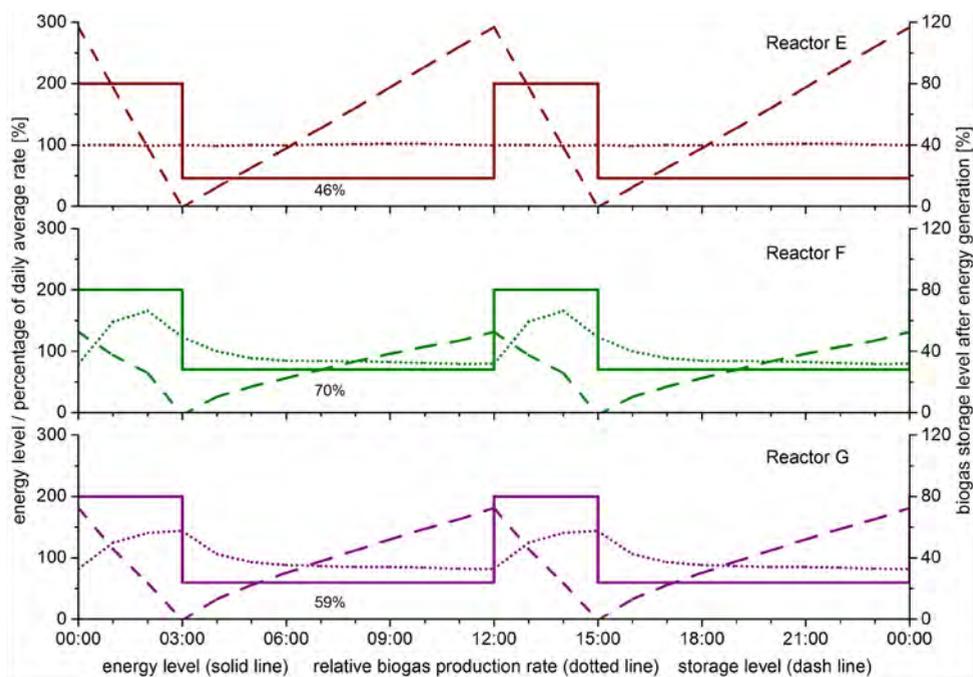


Fig. 2: Energy level and utilization of storage capacity in the reactors E, F, and G using repeated pulse feeding

4 Conclusions

It was found that both feeding schemes could generate twofold base load during peak hrs under the circumstance of lowering electrical energy through off-peak hours. In terms of pulse feeding, feedstock ratio at M:S – 3 : 1 is preferable since maximum 73% of base load could produce with lowest required storage capacity. Furthermore, at same feedstock ratio with twice subsequently feeding (Reactor F) generated highest yield. It can be concluded that implementing adequate feeding management with beet silage could benefit the plant owner in terms of both economic and technical aspects. Moreover, model showed that better performance could be achieved by pulse or repeated pulse feedings in comparison to mono-fermentation of maize silage; an attractive concept for biogas plant owners to get benefit by inducing flexible energy production.

Literature

- Ahmed, S., Kazda, M., 2017. Characteristics of on-demand biogas production by using sugar beet silage. *Anaerobe* 46.
- Hahn, H., Hartmann, K., Bühle, L., Wachendorf, M., 2015. Comparative life cycle assessment of biogas plant configurations for a demand oriented biogas supply for flexible power generation. *Bioresour. Technol.* 179, 348–358.

Ökonomische Betrachtung der flexiblen Biogaserzeugung mit Zuckerrübe als Spitzenlastsubstrat

FELIX M. PIONTEK, SHARIF AHMED, KERSTIN MAURUS, MARIAN KAZDA

1 Einführung

Im Rahmen des Projektes „Flexizucker“ wird die bedarfsgerechte Methanproduktion durch die gezielte Zugabe von Zuckerrübensilage in eine mit Maissilage betriebene Biogasanlage untersucht. Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der ökonomischen Betrachtung dieses Vorgehens. Die verwendete Methodik wird vorgestellt. Es werden verschiedene Szenarien betrachtet und anschließend Implikationen, Limitationen und weiterer Analysebedarf diskutiert. Die Ergebnisse zeigen erste Anhaltspunkte, dass eine flexible Prozessführung mit Zuckerrübe als Spitzenlastsubstrat ökonomisch sinnvoll sein kann, aber die richtigen Rahmenbedingungen benötigt.

2 Betrachtete Szenarien und Methodik

Die Versuchsdaten und Parameter basieren auf Experimenten, die in Maurus et al. (2018) sowie in Ahmed, Maurus und Kazda (Flexible energy production by pulse feeding of sugar beet silage and its correlation with storage capacity) im vorliegenden Band ausführlich beschrieben wurden. Die betrachteten Szenarien sind in Tabelle 1 beschrieben.

Tab. 1: Betrachtete Szenarien, Verhältnis der Substratmischungen auf oTS-Basis

	Substrat und Betrieb
Szenario 0	Maissilage im nicht-flexiblen Betrieb
Szenario 1	Maissilage im flexiblen Betrieb
Szenario 2	Maissilage : Zuckerrübe (6 : 1) im flexiblen Betrieb
Szenario 3	Maissilage : Zuckerrübe (3 : 1) im flexiblen Betrieb
Szenario 4	Maissilage : Zuckerrübe (1 : 3) im flexiblen Betrieb

Anhand der spezifischen Methanproduktion der verschiedenen Fütterungsstrategien (Ahmed, Maurus und Kazda im vorliegenden Band) pro Tag sowie einer Nennleistung von 500 kW und einer installierten Leistung von 1.000 kW wird die jährliche Stromproduktion (in kWh) bestimmt. Dabei wird angenommen, dass zwei Mal pro Tag im Abstand von 12 Stunden über drei Stunden die volle installierte Leistung von 1.000 kW

genutzt wird (Peak, außer in Szenario 0), während ansonsten ein von der Fütterungsstrategie abhängiger Prozentsatz der Nennleistung verwendet wird (Off-Peak). Es wird darüber hinaus eine Lastzeit von 8.000 Stunden pro Jahr angenommen. Die verwendeten Substratpreise stammen aus dem jährlichen erscheinenden Artikel von Rauh (2019).

Die Vergütungspreise für den produzierten Strom basieren auf dem Jahresdurchschnitt 2018 der stündlichen Preise der Day-Ahead-Auktionen der EPEX SPOT SE und sind in Abbildung 1 dargestellt. Peak und Off-Peak sind farblich voneinander abgegrenzt.

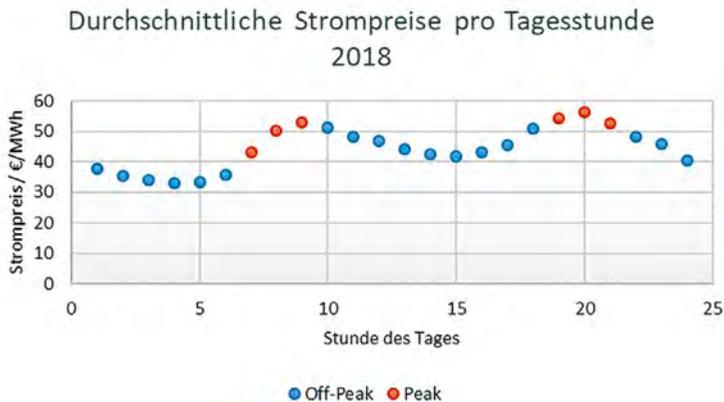


Abb. 1: Strompreise 2018 (eigene Darstellung nach www.bricklebrit.com)

Bei dem derzeitigen Stand der Arbeit werden ausschließlich die durch die Substrate entstehenden Kosten sowie die Erlöse aus zu Börsenpreisen vermarktetem Strom betrachtet. Investitionen, staatliche Förderung sowie Erlöse oder Einsparungen aufgrund von durch die Biogasanlage bereitgestellte Wärme werden nicht berücksichtigt.

3 Ergebnisse und Diskussion

Die finanziellen Vorteile einer flexiblen Vermarktung im Vergleich zu Szenario 0 werden deutlich, wobei das Szenario 3 dabei die höchste Stromproduktion in Zeiten hoher Strompreise erlaubt. Finanzielle Vorteile daraus im Vergleich zu Szenario 1 (ohne Zuckerrübe) müssen allerdings noch genauer anhand von Substrateigenschaften und -preisen untersucht werden.

Es wird deutlich, dass eine Stromvermarktung am Day-Ahead-Markt für eine mit Mais betriebene Biogasanlage unabhängig von der Fütterungsstrategie allein nicht wirtschaftlich ist. Für eine abschließende Bewertung sind eine genauere Untersuchung des Vergütungsmodells sowie eine Erweiterung um staatliche Förderung und benötigte Investitionen notwendig.

Literatur

- Maurus, K.; Ahmed, S.; Getz, W.; Kazda, M. (2018): Sugar beet silage as highly flexible feedstock for on demand biogas production. *Sugar Industry* 143(12), pp. 691–698
- Rauh, S. (2019): 2018er Dürre wirkt preistreibend. *Biogas Journal* 2, S. 40–43

Anaerobe Hochlastvergärung separierter, flüssiger Schweinegülle zur Optimierung und Flexibilisierung von Biogasanlagen

ALEXANDER NASSMACHER, TOBIAS WEIDE, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER

1 Einleitung

Die Biomasse liefert aktuell den größten Beitrag zu den erneuerbaren Energien in Deutschland. Zukünftig wird neben der energetischen Verwendung aber auch eine größere Nachfrage für die stoffliche Verwertung um die Biomasse konkurrieren. Diesbezüglich müssen bisher kaum oder nicht berücksichtigte biogene Reststoff-Potenziale für die energetische Verwendung nutzbar gemacht werden (Klepper 2017). Die Vergärung von Rinder- und Schweinegülle bietet aufgrund der großen Verfügbarkeit in Deutschland ein enormes Potenzial für die energetische Nutzung. Der zum Teil niedrige Trockensubstanzgehalt der Schweinegülle erschwert jedoch die Monovergärung in konventionellen Biogasanlagen ohne Zusatz von Co-Substraten (FNR 2016).

Die Implementierung anaerober Hochlastreaktoren aus der industriellen Abwassertechnik in den Biogasprozess beschreibt hierfür eine Lösungsstrategie. Durch einen vorangehenden Separationsschritt werden flüssige und feste Bestandteile der Gülle getrennt und in konventionellen Biogasanlagen (fest) bzw. Hochlastreaktoren (flüssig) vergoren. Durch Entwicklung und Erprobung innovativer Reaktorkonzepte soll die Effizienz des Verfahrens gesteigert, der Biogasprozess flexibilisiert und die Gesamtwirtschaftlichkeit erhöht werden.

2 Material und Methoden

Ermöglicht werden diese Untersuchungen durch das Teilprojekt „Hochlastvergärung“ innerhalb des Interreg VA Projektes „Grüne Kaskade“. Durch Einsatz anaerober Hochlastreaktortechnik soll die maximale Ausnutzung des biogenen Potenzials bei Verweilzeiten von wenigen Tagen erzielt werden. Für die Untersuchungen wurden zwei halbertechnische Festbettreaktoren ($V_{\text{Reaktor}} = 50 \text{ l}$) mit unterschiedlichen Keramik-Füllkörpern (Sattel- und Hiflow-Füllkörper) befüllt. Die Füllkörper dienen als Aufwuchsfläche für eine Mikroorganismenmischkultur, die aus Gärresten und Faulschlamm kultiviert wurde. Zusätzlich wurde ein halbertechnischer Pelletschlammreaktor (Expanded Granular Sludge Bed (EGSB), $V_{\text{Reaktor}} = 30 \text{ l}$) zum Vergleich der Reaktortechnik in Betrieb genommen. Es soll die Vergärbarkeit der separierten, flüssigen Schweinegülle untersucht und hinsicht-

lich des Verweilzeitverhaltens und des Biogasertrages optimiert werden. Dazu werden die Reaktoren kontinuierlich bei $\vartheta = 40\text{ °C}$ betrieben und mit separierter Mastschweinegülle (TR = 2 Gew.-%, oTR = 50 Gew.-%) beschickt. Es werden die Biogaspotenziale, die biogenen Abbauraten (Chemischer Sauerstoff Bedarf (CSB)) sowie unterschiedliche hydraulische Verweilzeiten ermittelt.

3 Ergebnisse und Diskussion

Für die Bilanzierung wurden die Reaktoren bei verschiedenen Verweilzeiten jeweils bis zum stationären Zustand betrieben. Es zeigte sich, dass im kontinuierlichen Betrieb die Reaktoren mit einer hydraulischen Verweilzeit von $\tau = 11\text{ d}$ stabil und an ihrem Optimum betrieben werden konnten (Abb. 1). Auch mit kleineren Verweilzeiten konnte ein Großteil des Biogaspotenzials in den Hochlastreaktoren ausgeschöpft werden. Ausschlaggebend für die Biogaserträge bei gleicher Verweilzeit ist die CSB-Belastung der Schweinegülle, die beispielsweise von der Lagerung und dem Alter der Gülle abhängig ist. Zwischen Festbettreaktoren und EGSR-Reaktoren waren hinsichtlich der Verweilzeit und des Biogasertrages keine Unterschiede festzustellen.

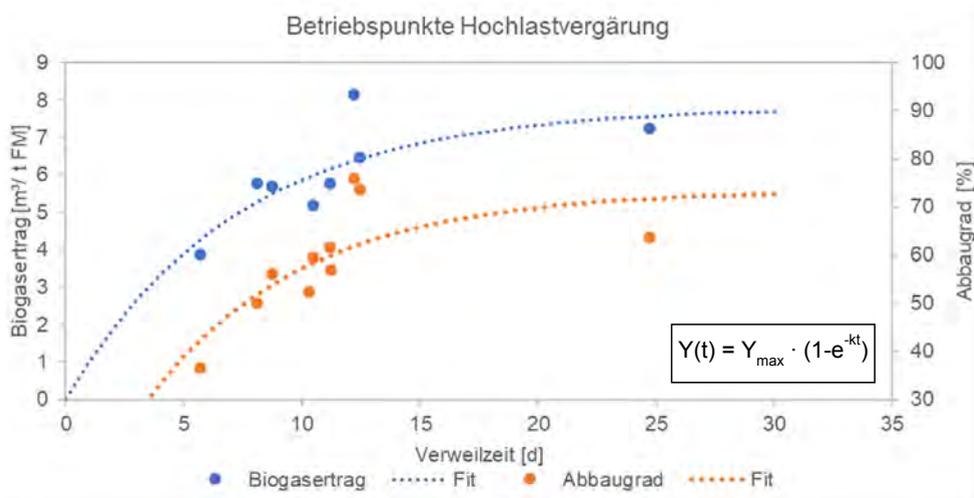


Abb. 1: Betriebspunkte Hochlastreaktoren (© FH Münster)

4 Fazit und Ausblick

Eine optimale Vergärung der separierten, flüssigen Schweinegülle ist mit den Hochlastreaktoren derzeit bei einer Verweilzeit von 11 Tagen möglich. Im weiteren Projektverlauf werden weiterführende Analysen des Verweilzeitverhaltens ($\tau < 5$ Tage) durchgeführt. Anschließend soll das Verfahren hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit überprüft und optimiert werden. Lässt sich das Verfahren abschließend wirtschaftlich darstellen, soll eine erste Pilotanlage zur Hochlastvergärung in Betrieb genommen werden.

Literatur

- FNR (2016): Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow
- Klepper, G. (2017): Zukünftige Energiebereitstellung in Deutschland – Herausforderungen für die hiesige Energiewende und die Rolle der Bioenergie. In: Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven, FNR/KTBL-Kongress vom 26. bis 27. September 2017 in Bayreuth, KTBL-Schrift 512, S. 13–19

Regelung von Biogasanlagen durch die Kombination von mechanistischen Modellen und maschinellem Lernen

DAVID WAGNER, MIRKO GRÖPER, WOLFGANG SCHLÜTER

Kurzbeschreibung

Wind- und Sonnenenergie nehmen die zentrale Rolle in der Energiewende in Deutschland ein. Im Unterschied zu deren Nutzung, die an die meteorologischen Bedingungen gekoppelt ist, kann Energie aus Biomasse entstehende Spitzenlasten ausgleichen. Besonders in Süddeutschland bieten Biogasanlagen die Möglichkeit, regional regenerative Energie bedarfsgerecht bereitzustellen. Dieser Einsatz als Ausgleichsmechanismus zu fluktuierenden Energieerzeugern wird durch die Bundesregierung immer mehr forciert. Während der Dunkelflaute gibt es lediglich wenige Möglichkeiten der CO₂-neutralen Stromproduktion. Eine Möglichkeit besteht in dem Vorhalten von Energie in Energiespeichern im Falle einer Überproduktion (z.B. durch „power to gas“). Eine weitere Möglichkeit besteht in dem Hinzuschalten von Biogasanlagen, wobei diese zusätzlich den Vorteil haben, den Kohlenstoffzyklus zu schließen und so auch Reststoffe vollumfänglich zu nutzen. Eine Voraussetzung für deren bedarfsgerechten Betrieb ist jedoch eine flexible Betriebsweise. Flexibilisierte Anlagen lassen sich bei Bedarf variabel zum Netz zuschalten, abschalten, oder in Teillast fahren. Da die Produktion von Energie aus Biogas durch den vorgeschalteten anaeroben Abbau träge verläuft, ist es notwendig, eine möglichst genaue Vorhersage über die zu erwartenden Lastzustände zu machen. Die Prognose sollte den Zeitpunkt der Lastspitze und, unter Berücksichtigung der Leistungsdaten der Anlage, die Menge an benötigtem Biogas beinhalten. Auf der Nachfrageseite, dem Stromnetz, können Vorhersagemodelle des maschinellen Lernens genutzt werden, um Zeitpunkt und benötigte Biogasmenge zu bestimmen. Zusätzlich dazu können die Netztopologie, alternative Energieerzeuger und die aktuellen Wetterdaten der Region einfließen. Auf der Fermenterseite kann ein Bilderkennungsalgorithmus die derzeitige Substratzusammensetzung erkennen. Diese Informationen werden von mechanistischen Modellen, wie beispielsweise dem anaeroben Digestionsmodell 1 (ADM1) (Batstone et al. 2002), weiterverarbeitet, um daraus die optimale Substratzufuhr (Dilutionsrate) und Substratzusammensetzung zu berechnen (Abb. 1). Das ADM1-Modell liefert auch eine Vorhersage über die produzierte Gaszusammensetzung. Im Blockheizkraftwerk (BHKW) wird mit den gewonnenen Informationen der benötigte Massenstrom des Biogases ermittelt und der Luftbedarf für den Verbrennungsprozess bestimmt. Die durch maschinelle Lernen erfolgte Prognose von Lastspitzen, die Bestimmung der zugeführten Substratzusammen-

setzung und die Prognose von Biogasausbeute und -zusammensetzung stellen die Basis für eine modellprädiktive Regelung dar, die den flexiblen Betrieb der Anlage selbstständig steuert. Eine derartige intelligente Steuerung reduziert die Trägheit der Anlage auf ein Minimum und profitiert von den Optimierungsmöglichkeiten der eingesetzten Modelle. Die Steuerung kann modular erweitert werden, je nachdem welche Anlagenteile modellhaft beschrieben werden können. Im Posterbeitrag wird die Leistungsfähigkeit der modellprädiktiven Regelung durch dynamische Simulationen von ausgewählten Szenarien gezeigt.

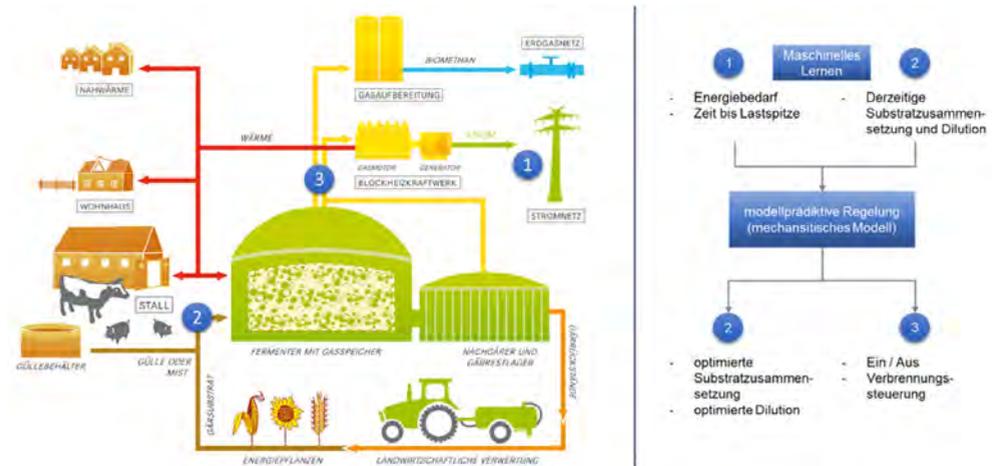


Abb. 1: Schema einer Biogasanlage mit modellprädiktiver Regelung (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., verändert)

Literatur

Batstone, D. J.; Keller, J.; Angelidaki, I.; Kalyuzhnyi, S. V.; Pavlostathis, S. G.; Rozzi, A.; Sanders, W. T. M.; Siegrist, H.; Vavilin, V. (2002): The IWA Anaerobic Digestion Model No 1 (ADM1). *Water Science & Technology* 45, pp. 65–73

Erforschung neuer Lösungen für textile Biogasspeichersysteme – BIG

KAI HEINLEIN

1 Projektübersicht

In diesem Kurzbeitrag werden die Ergebnisse aus dem, durch den Projektträger Fachverband Nachwachsender Rohstoffe (FNR) unterstützten, Forschungsprojekt „Erforschung neuer Lösungen für textile Biogasspeichersysteme – BIG“, Förderkennzeichen 22403315 vorgestellt.

Übergeordnetes Ziel des Projekts ist es, die gängige Kugelabschnittsform durch die Bauform einer Halbkugel so zu erweitern, um das Speichervolumen signifikant erhöhen zu können. Mit der Halbkugelform können energetische Bedarfsschwankungen besser ausgeglichen werden; gleichzeitig erhöht sich die Membranoberfläche signifikant, sodass verschiedene Einflüsse erheblichere Auswirkungen auf die Standsicherheit haben. Hierfür sind vor allem Grundlagen zu schaffen, um das Tragverhalten der Halbkugel unter verschiedenen Umwelteinflüssen und Betriebsszenarien sicherer zu gestalten. Ansätze zur Auslegung und Bemessung der Stützluft- und Gasmembrane werden dargestellt und es wird auf anlagentechnische Elemente eines Doppelmembranbiogasspeichersystems eingegangen. Eine im Zuge des Projekts entstandene begehbare, ohne Biogas betriebene, Versuchsanlage dient zur Untersuchung der beiden Membranen.

2 Die Versuchsanlage

Im Zuge des BIG-Vorhabens wurde für notwendige Untersuchungs- und Entwicklungsarbeiten ein Versuchstand für Biogasspeichersysteme geplant und gebaut und dieser mit Messtechnik umfassend ausgerüstet (Abb. 1). Der Aufbau des Versuchstandes entspricht mit einem Stahlbehälter und einer Doppelmembran einem typischen textilen Gasspeichersystem. Zu herkömmlichen Versuchsspeichern besteht der Unterschied darin, dass im Speicherraum kein Substrat oder Biogas vorhanden ist. Der Vorteil ist die Zugänglichkeit und die damit verbundenen Beobachtungsmöglichkeit der Innenmembran (Gasmembran) im Maßstab 1 : 1. So kann der Versuchsbau besser genutzt werden um u. a. die thermodynamischen Einflüsse auf das Tragverhalten der Innen- und Außenmembran zu untersuchen.



Abb. 1: Versuchsanlage Düren (© KIT/FGB)

Messtechnik

Erfasst werden die Umgebungseinflüsse (Windverhältnisse, Temperatur-, Druck-, Volumenschwankungen etc.) und die betriebsbedingten Belastungen (Druckänderungen, Volumenänderungen). Die Untersuchungen sind dazu ausgelegt, das Tragverhalten der Membranen zu beschreiben. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse und Zusammenhänge fließen in ein Sicherheitskonzept, um die Standsicherheit der textilen Abdeckungen zukünftig gewährleisten zu können.

3 Ergebnisse

Im Messzeitraum ergaben sich neue und relevante Erkenntnisse in Bezug auf die thermodynamischen Zusammenhänge des Speichersystems, die verfügbare Messtechnik und auf das Verhalten der Innenmembran.

Beispielhaft zeigt die Abbildung 2 den Temperaturverlauf eines sonnigen Sommertags, bei dem die Oberflächentemperatur der Stützluflhülle etwa 75 °C erreicht und die Differenz des Tag-Nacht-Temperaturgefälles des Gasraums ca. 30 °C beträgt. Bei verschiedenen Szenarien werden diese Einflüsse vorgestellt. Es wird auf die Änderung des Druckniveaus des Stützlufttraums beim befüllen (Gasproduktion) und der Entnahme aus dem Gasraum eingegangen. Auswirkungen durch Windböen und starken Wind wird anhand des 1:1 Modells dargestellt, sowie aus Ergebnissen der Windkanaluntersuchungen.

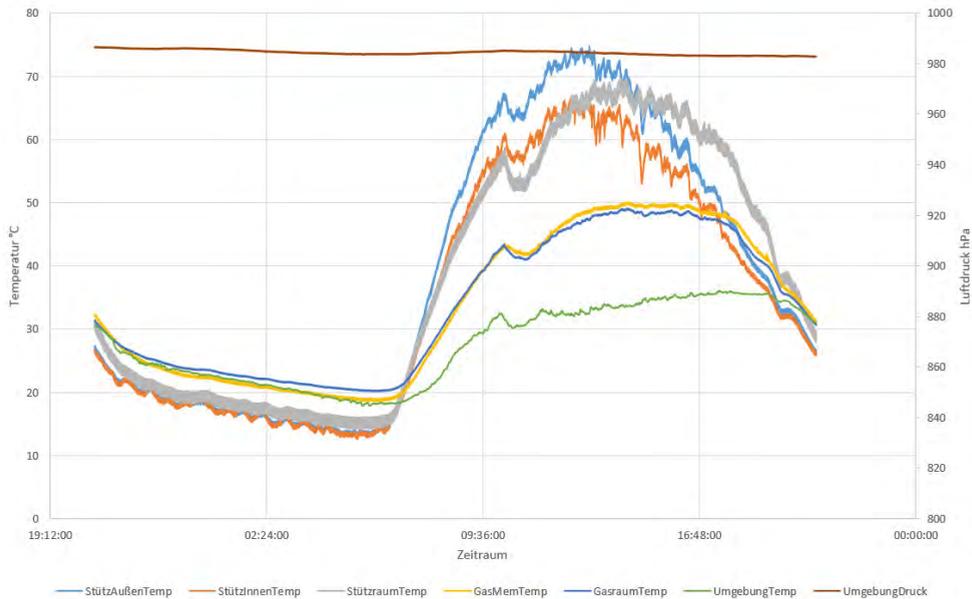


Abb. 2: Temperaturverlauf am wärmsten Tag 2018 (© KIT/FGB)

Das Faltverhalten der Gasmembran und der Einfluss bisher gängiger Füllstandmessungen, z. B. mit einem Gurt auf der Innenmembran oder einem hydrostatischen Messsystem (z. B. Gas-H-Meter), werden gezeigt und beschrieben. Durch Laborversuche wird das Faltverhalten näher untersucht und mit dem im Versuchsbehälter verglichen. Auswirkungen mehrerer Faltzyklen auf die Gasmembran werden durch Mikroskop-Aufnahmen gezeigt.

Substratwechsel – eine Chance für Biogasanlagen THG-Emissionen zu reduzieren

LYNN VINCENT, JOACHIM FISCHER

1 Problemstellung und Zielsetzung

Anfang der 2020er-Jahre endet für die ersten Biogasanlagen (BGA) die 20-jährige Förderdauer des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Jedoch steht aus technischer Sicht einem Weiterbetrieb vieler Bestandsanlagen nichts entgegen. Es entsteht nun die Möglichkeit, Konzepte für BGA neu zu entwickeln und neu zu denken. Dabei ist es entscheidend, den weiterhin hohen Finanzierungsbedarf der Anlagen langfristig zu decken und dies, sofern eine Förderung mit öffentlichen Mitteln erfolgen soll, aus den Wirkungen der Bioenergie heraus zu begründen. Zielsetzung ist es daher, innovative Folgekonzepte für den Weiterbetrieb bestehender BGA in Deutschland ganzheitlich zu untersuchen und sie quantitativ anhand regionaler, technischer, ökologischer und ökonomischer Faktoren in verschiedenen Szenarien zu bewerten.

2 Methodik

Aufbauend auf einer mehrstufigen Auswahl und Bewertungsverfahren, wurde unter anderem das Folgekonzept „Substratwechsel hin zu alternative Anbaubiomasse und verstärktem Reststoffeinsatz“ ausgewählt. Vor allem sind die Umweltwirkungen dieses Folgekonzeptes interessant und könnten Anreize für eine Umsetzung liefern. Aus diesem Grund werden die THG-Emissionen auf Basis des Weltklimarates (IPCC) berechnet. Die Identifizierung der Emissionsquellen und -mengen wurden mithilfe einiger Studien und Veröffentlichungen durchgeführt.

In diesem Beitrag wird eine Beispielanlage mit einem Substratwechsel zu Stroh dargestellt. Die Tabelle 1 zeigt die wesentlichen Parameter sowie den Substratmix der Beispielanlage.

Tab. 1: Wesentliche Parameter der Beispielanlage

Parameter	Einheiten	Referenz	Substratwechsel
Leistung	kW _{el}	500	500
Wärmenutzung	%	30	30
Substratmix	Rindergülle	t/a	3.123
	GPS	t/a	1.874
	Silomais	t/a	7.496
	Mais-Stroh	t/a	0
Eingespeiste Energiemenge	kWh _{el}	3.101.300	2.717.300

3 Ergebnisse und Fazit

Aus Tabelle 1 kann entnommen werden, dass die Menge des Substratinputs konstant bleibt, jedoch wird die Hälfte der Silomaismenge durch Maisstroh ersetzt. Somit beträgt der Maisanteil statt 60 % nur noch 30 % und der geforderte Mais-Deckel wird eingehalten. Aber dadurch reduziert sich die einzuspeisende elektrische Energie um 12,4 %.

In Abbildung 1 sind die spezifischen THG-Emissionen der Referenzanlage gegenüber dem Einsatz mit Stroh dargestellt.

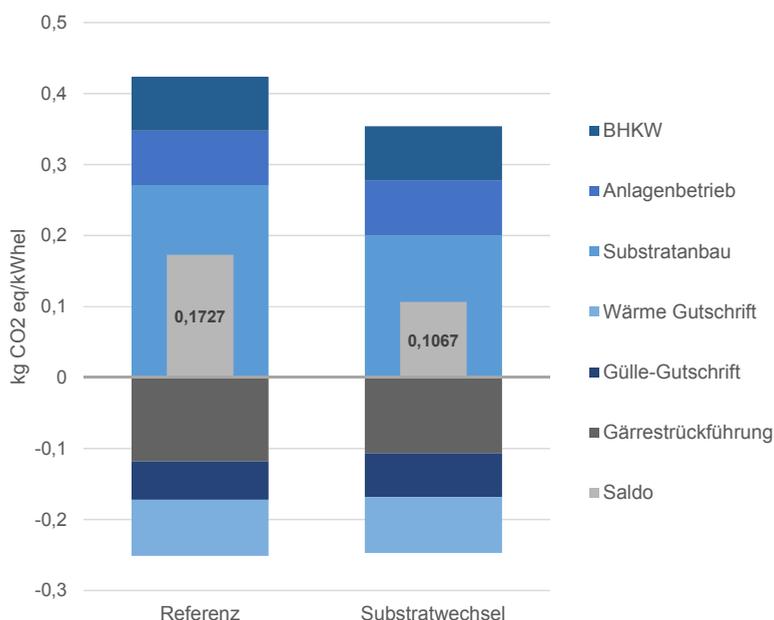


Abb. 1: Spezifischen THG-Emissionen: Referenzanlage gegenüber Substratwechsel (Stroh)

Durch den Einsatz von Stroh kann eine THG-Emissionsreduzierung von 38 % erzielt werden. Grundlegend ist dies auf den Substratanbau zurückzuführen, da für das Stroh lediglich Emissionen für die Ernte und den Transport auftreten. Voraussichtlich kann dadurch aber die ökonomische Situation nicht verbessert werden und es werden weiterhin neue wirtschaftliche Anreize benötigt (CO₂-Bepreisung). Positiv könnte sich der Substratwechsel aber auf die Akzeptanz der Bevölkerung auswirken. Der Substratwechsel zu Stroh stellt hier nur eine Beispielvariante dar, es werden weitere Analysen mit Reststoffen und mehrjährigen Pflanzen durchgeführt.

Literatur

Die Literatur kann bei den Autoren angefordert werden.

Danksagung

Der Beitrag basiert auf Arbeiten, die im Forschungsprojekt „Next Generation [BIOGAS] – einen Schritt weiter gedacht. Regionalspezifische ganzheitliche Analyse von Folgekonzepten zur Bewertung des Finanzierungsbedarfs erhaltenswerter Bestandsanlagen“ (FKZ: 22407717) durchgeführt werden und durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft über die Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe gefördert wird.

Emissionen von Lachgas und Methan aus Recyclingdüngern im Feld

NORAH EFOSA, HANS-MARTIN KRAUSE, ROMAN HÜPPI,
NADÈGE VAUCHER, JOHAN SIX, ELSE BÜNEMANN

1 Einleitung

Überschüssiger Stickstoff aus der Düngung im Pflanzenbau verbleibt nur zu einem geringen Teil im Boden. Stickstoff, der als Nitrat ausgewaschen wird oder durch unvollständige Denitrifizierung als Lachgas oder durch Ammoniakverflüchtigung verloren geht, gefährdet die Umwelt durch Eutrophierung und Verstärkung des Klimawandels. Recyclingdünger wie Biogasgülle, flüssiges und festes Gärgut ermöglichen zugleich die Produktion von Energie, die Verwertung organischer Abfälle und das Schließen der Stickstoffkreisläufe. Um die Anwendung von Recyclingdüngern unter anderem im Biolandbau optimal zu gestalten, sind wissenschaftliche Studien über die Auswirkungen der Dünger auf die Umwelt nötig. Im Projekt „GHG-Recycle4Bio“ werden in der Schweiz erstmalig die Klimawirkung von Recyclingdüngern und die Möglichkeiten zur Minderung der Treibhausgasemissionen in einem mehrjährigen Feldversuch erforscht. Das Projekt wird finanziert von den Schweizer Bundesämtern für Energie und für Umwelt.

Projektziele:

- Erforschung der Klimawirkung von Recyclingdüngern durch Quantifizierung der potenten Treibhausgase Lachgas und Methan in einer 2,5-jährigen Feldstudie.
- Schlüsselfaktoren, welche die Emissionen von Lachgas steuern, identifizieren, um angepasste Managementstrategien vorzuschlagen.

2 Vorgehensweise

Auf ihre Klimawirkung untersucht werden drei Recyclingdüngerverfahren: (1) Biogasgülle aus einer landwirtschaftlichen Biogasanlage, (2) Biogasgülle vermengt mit Pflanzenkohle und (3) flüssiges Gärgut aus einer industriellen Biogasanlage. Zum Vergleich werden Rindergülle und zwei Kontrollen (ungedüngt bzw. mineralisch gedüngt) untersucht. Pro Jahr und Hektar werden 140 kg Stickstoff verteilt auf zwei Ausbringungen gegeben. Die Fruchtfolge ist bisher festgelegt als Silomais (2018), Winterweizen (2018/19, Abb. 1), Gelbsenf (Zwischenfrucht 2019) und Wintergerste (2019/20).



Abb. 1: Drohnenansicht des Winterweizens im Feldversuch 2019 (© Maïke Krauss)

Die Emissionen von Lachgas und Methan werden mit 48 statisch-geschlossenen Kammern (Abb. 2) mindestens alle zwei Wochen und mit erhöhter Frequenz nach Düngerausbringungen, Kulturmaßnahmen und besonderen Wetterereignissen, insbesondere Regenfällen nach längerer Trockenheit, gemessen. Begleitend zu den Gasprobennahmen werden Bodenproben (0–20 cm) entnommen, um den Verlauf des mineralischen Stickstoffs im Boden zu verfolgen und mit den Lachgasdaten in Verbindung zu setzen.



Abb. 2: Treibhausgasmessungen (© Marion Nitsch)

3 Vorläufige Ergebnisse aus der Saison 2019

Während der Winterweizenkultur 2019 wurden bisher keine einheitlichen Unterschiede zwischen Recyclingdüngern und unvergorener Rindergülle, in den Lachgasemissionen festgestellt.

Innovative Konzepte und Geschäftsmodelle für zukunftsfähige Bioenergiedörfer

ROLAND BAUBÖCK, MARIANNE KARPENSTEIN-MACHAN

Zielsetzung des Projektes

Das Ziel dieses Vorhabens ist es, für Bioenergiedörfer (BED) Zukunftsperspektiven zu entwickeln, um sie auf die Zeit nach der 20-jährigen EEG-Vergütung vorzubereiten. Hierzu werden BED ganzheitlich betrachtet, erarbeitete Maßnahmen in Reallaboren mit Praxispartnern erprobt und mit einem Praxisbeirat, bestehend aus Vertretern von ca. 20 BED, diskutiert. Als Ergebnis werden verschiedene Maßnahmen für Bioenergiedörfer bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen in einem Leitfaden und einer Transferplattform aufgezeigt und bewertet. Basierend darauf sollen Empfehlungen an die Politik weitergegeben werden, um die Umsetzung zukunftsfähiger Maßnahmen anzureizen.

Welche Perspektiven haben Bioenergiedörfer (BED) nach dem Auslaufen der 20-jährigen Förderung?

Nach dem Wegfall der Förderung des EEG stehen die Betreiber von Bioenergieanlagen bzw. -dörfern mit ihrem ursprünglichen Konzept (Abb. 1) vor der Frage, wie sich vor dem Hintergrund des Abschaltens der fossilen Kraftwerke und der Herausforderung der Verknüpfung der erneuerbaren Energien (z. B. Biomasse, Wind und Solarenergie) künftig ein wirtschaftlicher Betrieb ermöglichen lässt (Böhm et al. 2018).

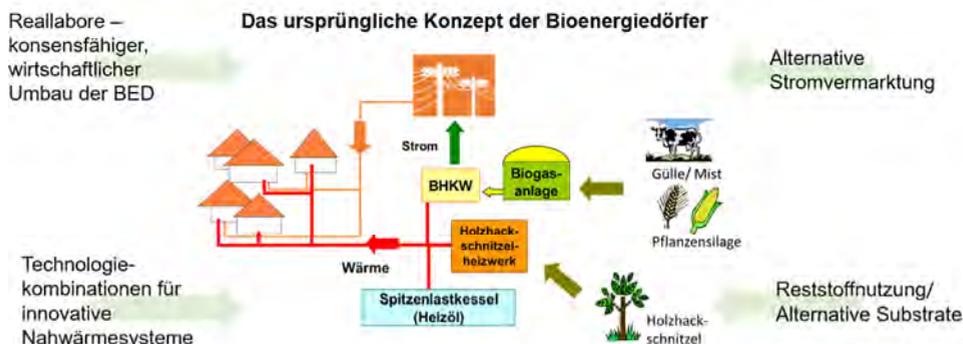


Abb. 1: Altes Konzept und neue Beiträge des Projektes (© Karpenstein-Machan)

Wie könnten neue Vermarktungskonzepte für Strom und Wärme der Bioenergie aussehen?

Etablierung von regionalen Grünstromprodukten und die Vermarktung über regionale Flexibilitätsmärkte sind Beispiele, die im Rahmen des Projektes geprüft werden. Wenn die Strom- und die Wärmeerzeugung der Biogasanlagen sich verändert, z. B. durch eine flexible Bereitstellung, bedarf es angepasster Konzepte für die Wärmeversorgung der Nahwärmekunden.

Wie könnten die Substrate nachhaltig bereitgestellt werden?

Um die Rohstoffseite der BGA langfristig ökologisch und ökonomisch sinnvoll aufzustellen, werden Konzepte zur Nutzung oder Mitnutzungen von standortbedingten (Abb. 2) Reststoffpotenzialen und/oder ökologisch optimierte Anbaukonzepte vorgeschlagen, bewertet und in Reallaboren mit der Praxis und dem Praxisbeirat diskutiert.

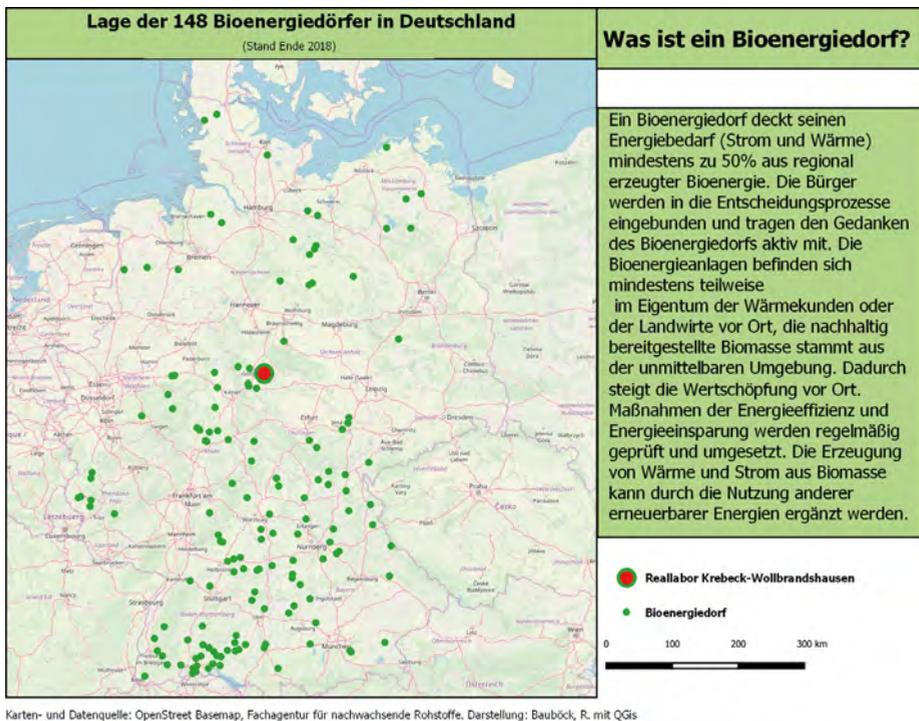


Abb. 2: Lage der 148 BED (nach FNR-Definition) und des 1. Reallabores (© Bauböck)

Literatur

Böhm, R.; Schaidhauf, R.M.; Wytopil, B.; Franke, J. (2018): Analyse der Marktaussichten von Biogasanlagen. Zeitschrift für Energiewirtschaft 42, S. 167–176

REzAB – Biogasanlagen für zukünftige Aufgaben fit machen!

VICTORIA GRÜNER, DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER

1 Einleitung

Wer eine Biogasanlage (BGA) betreibt, wird 20 Jahre lang finanziell unterstützt. Möglich macht dies das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Wie eine Biogasanlage auch nach Ablauf dieser Vergütung wirtschaftlich arbeiten kann, untersuchen Wissenschaftler der FH Münster in enger Zusammenarbeit mit der Technischen Hochschule Ingolstadt und dem C.A.R.M.E.N. e.V. Das Verbundvorhaben „Repowering-Maßnahmen hinsichtlich zukünftiger Aufgaben von Biogasanlagen“ (REzAB) startete am 1. Januar 2018 und endet am 31. Dezember 2019. Es wird gefördert von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL).

Ziel des Projektes ist die Erarbeitung eines Leitfadens mit konkreten Maßnahmen für Bestandsbiogasanlagen zum wirtschaftlichen Betrieb auch nach dem Ende der EEG-Vergütung. Dazu werden 14 Anlagen aus NRW und Bayern hinsichtlich des baulichen Zustands und ihres unterschiedlichen Betriebskonzepts untersucht und in Bezug auf ihre Zukunftsfähigkeit bewertet.

2 Projektdurchführung

Im ersten Schritt wurde der Ist-Zustand der Anlagen erfasst sowie Vor- und Nachteile des aktuellen Betriebskonzepts festgestellt. Auf dieser Basis wurde eine Analyse unter technischen, ökologischen, ökonomischen und sozioökonomischen Gesichtspunkten vorgenommen. Daraufhin werden die Repoweringkonzepte ausgearbeitet und auf die jeweiligen Anlagen angepasst. Anschließend wird, wie in Abbildung 1 dargestellt, ein Leitfaden erstellt, geprüft und publiziert. Damit wird allen Biogasanlagenbetreibern in Deutschland ein Werkzeug bereitgestellt, mit dem sie einen realistischen Ausblick auf die Tragfähigkeit ihrer Biogasanlage in Betracht auf verschiedene Zukunftskonzepte bekommen.

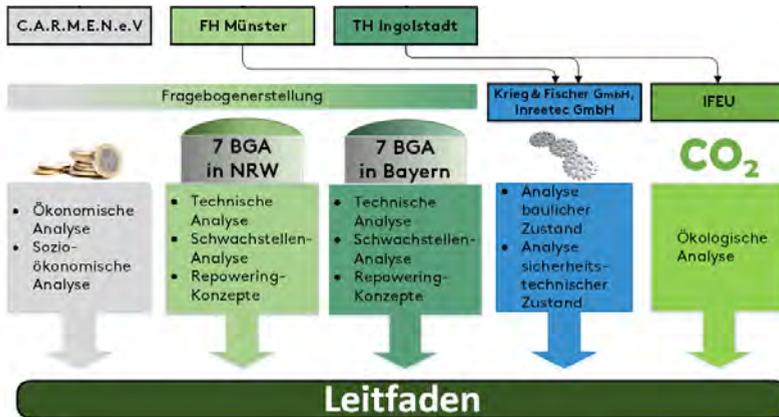


Abb. 1: Arbeitsschritte des Projektes „REzAB“ (© FH Münster)

3 Ergebnisse

Bisher wurden bereits die jeweils 7 zu untersuchenden Biogasanlagen in NRW und Bayern ausgewählt, ein Fragebogen erstellt und die Daten analysiert und ausgewertet. Die bautechnischen sowie sicherheitstechnischen Untersuchungen sind durchgeführt worden. Die Befragungen der Betreiber und weitere Vor-Ort-Untersuchungen an den Anlagen waren Grundlage für die Schwachstellenanalyse. Darauf folgend werden im nächsten Schritt Repoweringkonzepte für jede Anlage erstellt, untersucht und auf ihre Tragfähigkeit für die Zukunft überprüft.



Abb. 2: Luftbild einer Biogasanlage in NRW (© FH Münster)

4 Fazit und Ausblick

Zum Projektende erhält der Biogasanlagenbetreiber, Projektierer und Hersteller mit dem neu entwickelten Leitfaden einen umfassenden Ratgeber mit konkreten Maßnahmen, um seine Biogasanlage fit für die Zukunft zu machen. Es werden Konzepte aufgezeigt, die eine sinnvolle Nutzung der bereits bestehenden Anlagen ermöglichen. Hierbei wird der Fokus auch auf ökologische und sozioökonomische Wertschöpfungen gelegt und im Rahmen der zukünftigen Aufgaben von Biogasanlagen diskutiert.



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Auswahl- und Bewertungsprozess für Post-EEG-Konzepte und Bewertungskriterien im Rahmen des Projektes NxtGenBGA

KATHARINA SCHERGE, LARS HOLSTENKAMP

1 Auswahlprozess der Folgekonzepte

Nicht erst seit dem EEG 2017 treibt viele Biogasanlagenbetreiber die Frage nach dem geeigneten Weg zur Weiterentwicklung für einen längerfristigen, wirtschaftlichen Betrieb nach dem Auslaufen der Förderung um. Es gilt daher innovative Folgekonzepte zu identifizieren und ihre Eignung zu bewerten. Dafür wurde im Rahmen des Projektes „Next Generation [BIOGAS] – einen Schritt weiter gedacht“ folgendes 3-stufiges Bewertungsverfahren eingesetzt: (1) Literaturanalyse, interne Beschreibung und Bewertung mittels eines Technologiekatalogs; (2) leitfadengestützte Experteninterviews und (3) standardisierte Befragung von Experten mittels Online-Tool und Regionalworkshops.

Für den zweiten Schritt wurde als Erhebungsinstrument das leitfadengestützte Interview gewählt. Es wurden 9 Personen aus verschiedenen Akteurskategorien der Biogasbranche (Anlagenbetreiber, Behörden, Fachverbände und Kreditinstitute) für die Interviews ausgewählt. Erfragt wurden Einschätzungen zu den in Schritt 1 identifizierten Bewertungskriterien und potenziellen Folgekonzepten. Die vertiefte Auswertung der leitfadengestützten Experteninterviews fand mittels Inhaltsanalyse nach Mayring statt (Mayring 2010). Es wurden alle transkribierten Interviews mithilfe des Programmes MAXQDA kodiert und analysiert. Dadurch konnte zum einen die Anzahl der Folgekonzepte reduziert werden. Konzepte, die nach der Experteneinschätzung keine Relevanz für einen Weiterbetrieb von Biogasanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung haben, wurden nicht weiter betrachtet (z.B. Bioaffinerie). Zum anderen konnten bisher nicht beachtete Unterkonzepte (z.B. bei der Flexibilisierung) hinzugefügt werden. Zudem wurde durch die Experten eine Reihenfolge der Bewertungskriterien und Folgekonzepte bezüglich ihrer Relevanz für den Weiterbetrieb von Biogasanlagen erstellt.

In Schritt 3 wurde anschließend eine standardisierte Befragung mit Limesurvey realisiert. Durch diese Umfrage konnte eine Bewertung der Konzepte anhand verschiedener Bewertungskriterien durchgeführt werden. Für alle Bewertungsschritte wurde eine Likert-Skala mit 5 Punkten von 1 (unwichtig) bis 5 (sehr wichtig) gewählt. Die Experten wurden zunächst gebeten, die Kriterien zu gewichten. Die zu bewertenden Kriterien lauten: wirtschaftlicher Erfolg, THG-Emissionen, Akzeptanz in der Bevölkerung, Biodiversität und Flächenbedarf. Danach wurden die einzelnen Konzepte gemäß den Kriterien bewertet. Anschließend wurde ein Indexwert gebildet, welcher sich aus den gewichteten

Bewertungskriterien und der Bewertung der einzelnen Folgekonzepte zusammensetzt. Dadurch konnte ein direkter Vergleich der Folgekonzepte erfolgen und somit eine Auswahl von Folgekonzepten aufgrund von Experteneinschätzungen getroffen werden. Die Ergebnisse wurden mit denen von einem parallel durchgeführten regionalen Workshop abgeglichen.

2 Ergebnisse des Bewertungsprozesses

Durch den Bewertungsprozess konnten nach den Experteninterviews 11 Konzepte festgelegt und in 5 Hauptgruppen mit insgesamt 10 Unterkonzepten unterteilt werden. Diese Konzepte sind in Abbildung 1 dargestellt. Konzepte, welche als irrelevant bewertet wurden, wurden in der standardisierten Abfrage und für weiterführende Untersuchungen nicht berücksichtigt.



Abb. 1: Auswahl und Kategorisierung von Post-EEG-Konzepten

Die Konzepte Substratwechsel mit 0,51 und saisonale Fahrweise mit 0,45 erreichten die höchsten Werte (Teilnehmerstand $n = 32$). Dieses Ergebnis spiegelte sich auch im regionalen Workshop in Baden-Württemberg wider, bei dem der Substratwechsel den Wert 0,53 und saisonale Fahrweise den Wert 0,52 erzielte. Unter dem Blickwinkel der Wirtschaftlichkeit wurde die saisonale Fahrweise am höchsten bewertet. Insgesamt zeigt sich aber, dass die meisten Folgekonzepte in der Gesamtbewertung nahe beieinanderliegen (Thrän und Klepper 2019) und im Regelfall standortspezifische Kombinationen verschiedener Konzepte genutzt werden müssen.

Literatur

Klepper, G.; Thrän, D. (Hg.) (2019): Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Potenziale – Technologien – Zielkonflikte. München, acatech, www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2019_ESYS_Analyse_Biomasse.pdf

Mayring, P. (2015): Qualitative Inhaltsanalyse. Grundlagen und Techniken. Weinheim, Basel, Beltz-Verlag, 12. Aufl.

Danksagung

Das Projekt NxtGenBGA, Teilprojekt 2, wird vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) unter dem Kennzeichen 22407217 gefördert.

Biogas Progressiv: zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen (ProBiogas)

WOLFGANG MERKLE, HANS OECHSNER, MARK PATERSON, BERND WIRTH

1 Einführung

Die Grundlage für den stetigen Zubau von Biogasanlagen in Deutschland legte das Gesetz zum Vorrang der Erneuerbaren Energien (EEG), indem es die bevorzugte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ins Stromnetz regelt und eine feste Einspeisevergütung für Neuanlagen über einen Zeitraum von 20 Jahren garantierte.

Für Betreiber und Investoren, die ihre Anlagen zwischen 2000 und 2009 in Betrieb genommen haben, stellt sich zunehmend die Frage, wie – mit dem Ablauf der garantierten EEG-Vergütungsansprüche ab dem Jahr 2020 – weiterhin rentabel regenerative Energie produziert werden kann. Die im EEG 2017 vorgesehenen Ausschreibungen für eine Verlängerung der Vergütungsdauer um 10 Jahre bieten grundsätzlich die Möglichkeit eines Weiterbetriebs, allerdings sind dafür technisch machbare sowie ökonomisch und ökologisch sinnvolle Anlagenkonzepte notwendig. Auch gilt es, die langfristige Strom- und Wärmebereitstellung durch Biogas innerhalb und außerhalb des EEG zu evaluieren.

2 Zielsetzung

Das Verbundprojekt zielt darauf ab, eine systematische Evaluierung bereits vorhandener und neuer Ansätze im Hinblick auf die Nutzbarkeit in praxistauglichen Betriebsmodellen vor dem Hintergrund der „Post-EEG-Thematik“ vorzunehmen. Dafür erarbeiten das KTBL zusammen mit der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie der Universität Hohenheim und der Landwirtschaftskammer Niedersachsen praxistaugliche und zukunftsweisende Betriebsmodelle für Biogasanlagen.

Im Ergebnis soll dabei ein umfangreiches und fachlich abgesichertes Informationsangebot für Betreiber von Biogasanlagen, Biogasberatung, Planungsbüros, Kommunen, Genehmigungsbehörden etc. zur Verfügung gestellt werden. Der Know-how-Transfer wird mithilfe von Online-Anwendungen, zielgruppenspezifischen Fachveranstaltungen, einem Online-Fachportal und Publikationen stattfinden. Ziel ist es, das „System Biogas“ so zu ertüchtigen, dass es weiterhin einen relevanten Beitrag für die Landwirtschaft erbringen kann.

3 Material und Methoden

Zunächst wird im ersten Schritt die Datenbasis (technische Daten, Leistungen, Kosten von Anlagenkomponenten) vervollständigt und dient anschließend als Grundlage für die Entwicklung von praxisnahe und zukunftsweisenden Betriebskonzepten. Diese setzen sich aus unterschiedlichen Einzelmaßnahmen zusammen und werden unter wirtschaftlichen und rechtlichen Gesichtspunkten evaluiert. Hierzu dient unter anderem die Verifizierung der Betriebskonzepte in der Praxis mithilfe von Machbarkeitsstudien. Nach einer ökologischen Bewertung sollen die Projektergebnisse über Know-how-Transfer in der Praxis Verbreitung finden.

4 Ergebnisse

Nach der Vervollständigung der Datenbasis wurden die Betriebskonzepte in praxisnahe Verfahrensoptionen (Kalkulationen) und zukunftsweisen Einkommensoptionen (beschreibend) unterteilt (Tab.1). Folgende Betriebskonzepte sollen dabei im Laufe des Projektes näher betrachtet werden und anhand von Machbarkeitsstudien in der Praxis verifiziert werden:

Tab. 1: Verfahrensoption zur Darstellung von Betriebskonzepten

Verfahrensoption zur Darstellung von Betriebskonzepten		
Kalkulationen	1	Einsatz(rest)stoffe
	2	Netzausbau (Wärme; Rohgas)
	3	Biomethan
	4	Einbindung von BGA in bedarfsgerechte Strom- und Wärmevermarktung
	5	Eigenstromnutzung aus BGA
Beschreibend	6	Neue Einsatzstoffe
	7	Netzausbau (Alternative Wärmenutzung, Power-to-Gas)
	8	Neue Gärrestnutzungsmöglichkeiten
	9	Neue Produkte/Bioökonomie

Mit den so gewonnenen Erkenntnissen im Projekt „ProBiogas“ sollen Anlagenbetreiber und Berater in die Lage versetzt werden, anhand von detaillierten Informationen zu den technischen Möglichkeiten sowie ökonomischen und ökologischen Konsequenzen von Optimierungsansätzen passende Konzepte für Biogasanlagen zu identifizieren und weiterzuentwickeln. Damit soll das „System Biogas“ dazu ertüchtigt werden und weiterhin einen relevanten Beitrag zur hiesigen Energiebereitstellung, aber auch Systemdienstleistungen außerhalb der Energiebereitstellung, z. B. für die Landwirtschaft, erbringen.

Danksagung

Die Förderung erfolgt aus Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) aus dem Sondervermögen Energie- und Klimafond.

Förderkennzeichen: 22405416; 22407617; 22408117

Projektdauer 01.12.2017 bis 30.11.2020

Optibiosy – Erbringung von Systemdienstleistungen aus Biogasanlagen

MAX BECKER, JOHANNES RAUCH

1 Hintergrund und Zielsetzung

Bislang profitieren Biogasanlagen stark von den Förderungen aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. Um auch nach dem Auslaufen der 20-jährigen Förderphase einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zu ermöglichen, müssen neue Konzepte für Vermarktungsstrategien im Kontext des zukünftigen Energiesystems entwickelt werden. Insbesondere für einen stabilen Betrieb der Stromnetze könnten die Biogasanlagen einen wichtigen Beitrag leisten. Verschiedene Systemdienstleistungen, welche bislang von konventionellen Großkraftwerken erbracht wurden, müssen fortan durch alternative Technologien bereitgestellt werden. Im Forschungsprojekt OPTIBIOSY werden deshalb die Erbringung von Momentanreserve (Schwungmasse), Blindleistung, die Unterstützung beim Engpassmanagement der Netzbetreiber und ein Beitrag zum zukünftigen Netzwiederaufbaukonzept durch Biogasanlagen untersucht. Das 3-jährige Forschungsprojekt wird vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) aus dem Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ gefördert, Projektträger ist die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

2 Forschungsschwerpunkte und Projektaktivitäten

In der ersten Projektphase wurde zunächst eine Analyse des derzeitigen Anlagenbestands in Deutschland durchgeführt. Als Inputgröße für die nachfolgende Analyse der Netzanforderungen wurden die Anlagen koordinatengenau verortet, sodass eine genaue Bestimmung ihrer Position im Stromnetz ermöglicht wird. Außerdem wurden die aktuell installierten Technologien, Stand der Technik bei der Auslegung, die genutzten Vermarktungsstrategien und die Zukunftsaussichten für die Post-EEG-Zeit untersucht. Hierfür wurde auch eine Datenerhebung an mehreren realen Anlagen durchgeführt, sodass eine möglichst realitätsgetreue Betrachtung der aktuellen Situation in der Biogasbranche möglich wird. Nach der Aufnahme der IST-Situation soll nun die Analyse der technischen Anforderungen an die Anlagen zur Flexibilisierung für einen systemdienlichen Betrieb folgen. Dabei wird sowohl die Verfahrens- und Anlagenauslegung zur Erbringung der Systemdienst-

leistung untersucht als auch umfangreiche Analysen hinsichtlich der BHKW-Auslegung und der Auswirkungen auf Motor und Generator durch den flexiblen Betrieb an gestellt.

Des Weiteren werden im Projekt die monetären Werte für die Erbringung der Systemdienstleistungen analysiert. Da der Nutzen für Netzbetreiber und andere Marktakteure zum Teil stark abhängig vom Anschlusspunkt der Anlagen am Stromnetz und dessen Topologie ist, werden hierfür Netzberechnungen in der Mittel- und Hochspannungsebene durchgeführt, um die Netzdienlichkeit zu bewerten. Diese berücksichtigen in unterschiedlichen Szenarien beispielsweise die Entwicklung der installierten Leistung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, verschiedene Lastsituationen, unterschiedliche Biogasanlagenbetriebsweisen sowie die regionale Verortung und die daraus resultierenden Blindleistungsanforderungen in vorgelagerten Netzen. In Kombination mit den Netzanalysen werden durch umfangreiche Analysen und Literaturrecherchen die zukünftigen Erlöse für Anlagenbetreiber abgeschätzt.

Als Ergebnis soll im Projekt ein Optimierungsmodell entwickelt werden, welches für verschiedene Biogasanlagentypen die optimale Auslegung und Marktteilnahmestrategien für einen wirtschaftlichen Betrieb ermittelt. Dabei werden neben der neuen Vermarktung von Systemdienstleistungen auch bislang schon etablierte Vermarktungsoptionen, wie die Teilnahme am Strom- und Regelleistungsmarkt berücksichtigt. Das Modell basiert auf einer heuristischen Optimierung, die zunächst den Lösungsraum eingrenzt, und einer darauf aufbauenden numerischen Optimierung zur analytischen Berechnung der optimalen Vermarktungsstrategie der Anlage. Berücksichtigt werden hierbei alle Ergebnisse der vorgehenden Analysen, insbesondere die geänderte Anlagenauslegung, die zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten sowie die Verortung der Anlage im Anschlussnetz und dem daraus resultierenden technischen und wirtschaftlichen Nutzen für Netzbetreiber und andere Marktakteure. In Abbildung 1 wird der Ablauf des Projekts sowie die Einbindung der verschiedenen assoziierten Partner veranschaulicht.

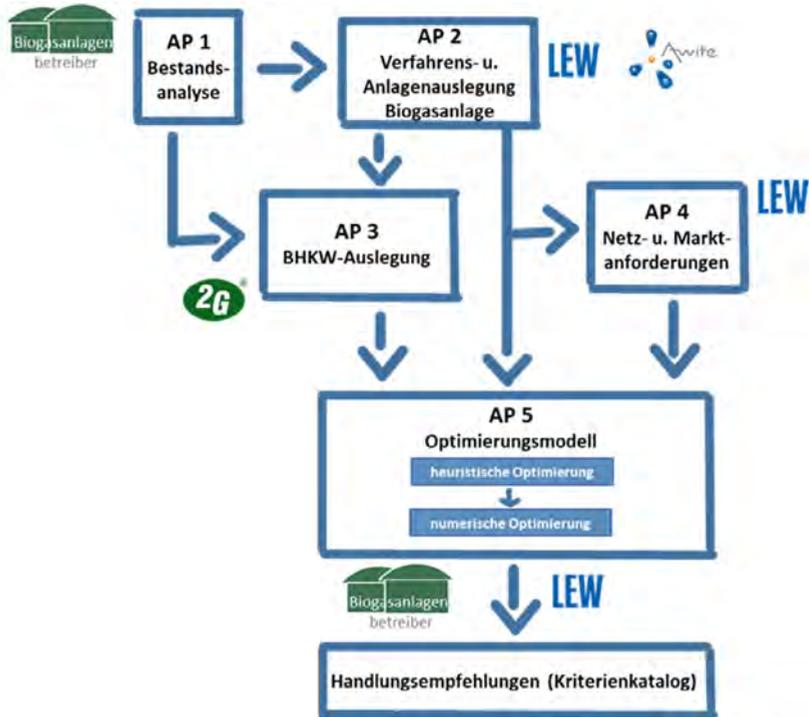


Abb. 1: Projektablauf inklusive Einbindung der assoziierten Partner

Rechtliche Rahmenbedingungen des Peer-to-Peer-Handels mit Strom aus erneuerbaren Energien

ASTRID VON BLUMENTHAL, ANJA BARTSCH

1 Direktvermarktung und andere „direkte“ Vertriebsmodelle

Um die rechtlichen Anforderungen an „direkte“ Vertriebsmodelle für Strom aus erneuerbaren Energien in dezentral organisierten Erzeuger- und Verbraucherverbänden – möglicherweise mittels Peer-to-Peer-Transaktionen – zu klären, ist zunächst eine sorgfältige Definition des Begriffs der Direktvermarktung erforderlich. Das EEG sieht verschiedene Veräußerungsformen vor; eine Aufzählung findet sich in § 21b Abs. 1 EEG: Dem Anlagenbetreiber können einerseits die Marktprämie bei Direktvermarktung nach § 20 EEG und andererseits Einspeise- bzw. Ausfallvergütung sowie Mieterstromzuschlag zustehen, welche jeweils vom Netzbetreiber entrichtet werden. Darüber hinaus besteht für den Anlagenbetreiber die Möglichkeit der „sonstigen Direktvermarktung“.

Gemäß § 3 Nr. 16 EEG liegt Direktvermarktung im Sinne des Gesetzes dann vor, wenn EEG-Strom unter Nutzung des allgemeinen Versorgungsnetzes an Dritte veräußert wird. Diese Definition gilt grundsätzlich auch für die „sonstige Direktvermarktung“ nach § 21a EEG – hier verzichtet der Anlagenbetreiber lediglich auf die Marktprämie oder eine andere Zahlung des Netzbetreibers, typischerweise nach Ablauf der Förderdauer für seine Anlage, nutzt aber weiterhin das allgemeine Versorgungsnetz und bleibt aus diesem Grund z.B. an die technischen Vorgaben in § 9 EEG gebunden (Frenz 2018).

Direktvermarktung liegt dagegen nach § 3 Nr. 16 EEG ausdrücklich nicht vor, wenn der Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch das allgemeine Versorgungsnetz durchgeleitet wird (sog. Direktlieferung). Es kann somit immer dann von einer nicht unter das EEG fallenden Vertriebsform ausgegangen werden, wenn eine unmittelbare räumliche Nähe zwischen Energieerzeuger und Verbraucher besteht und das allgemeine Versorgungsnetz nicht betroffen ist (Frenz 2018, Salje 2018), was bei dezentralen Energiekonzepten innerhalb eines räumlich begrenzten Bereichs mit mehreren Anlagen und Letztverbrauchern vor Ort, in welchen Strom über direkte Leitungen transportiert wird, zumindest technisch umsetzbar sein dürfte.

2 Peer-to-Peer-Transaktionen

Unabhängig von der Vertriebsform – ob Direktlieferung oder sonstige Direktvermarktung – kann die Abwicklung des Stromhandels über sog. „Peer-to-Peer-Modelle“ erfolgen. Für ein „Peer-to-Peer-Modell“ ist die Beteiligung vieler gleichrangiger Partner kennzeichnend, welche in einem dezentral verwalteten System über eine gemeinsame Software jeweils Leistungen anbieten und erwerben (Schrey und Talhofer 2017). Entsprechende Verfahren werden aktuell auch für den Energiesektor erdacht. An Quartierslösungen mit dezentraler Energieerzeugung und automatisiertem Handel zwischen allen Beteiligten, welche zugleich als Prosumer selbst flexibel Energie aus verschiedenen regenerativen Quellen erzeugen, wird mit Hochdruck gearbeitet.

Bei allen technischen Innovationen darf jedoch nicht vergessen werden, dass auch hinter selbstorganisierenden Verbänden und Smart Contracts reale Menschen stehen, welche ein Interesse an einer verlässlichen Energieversorgung und fairer Behandlung haben. Fraglich ist daher, wie die rechtlichen Beziehungen zwischen den Beteiligten innerhalb eines dezentralen Energiekonzepts sinnvoll ausgestaltet werden können, damit Peer-to-Peer-Transaktionen überhaupt erst möglich werden.

3 Rechtsfragen in dezentralen Energieverbänden

Für die Ausgestaltung der unter 2 dargestellten Beziehungen spielen weniger die typischen energierechtlichen Vorschriften eine Rolle, sondern in erster Linie allgemeines Schuldrecht nach dem BGB, Handels- und Gesellschaftsrecht (Scholtka 2017, Heckelmann 2018).

Als Basis für den Energieverbund als solchen ist ein Rahmenvertrag unerlässlich, welcher Gesellschaftsform und Teilnahmebedingungen festlegt und im Hinblick auf mögliche Störungen oder technisches Versagen bereits im Vorfeld die Verantwortlichkeiten, Rechte und Pflichten klärt. Sobald automatisierte Vorgänge bzw. Smart Contracts einbezogen werden, wird darüber hinaus das Thema Datenschutz relevant. Bei verschiedenen Haftungsszenarien ist sodann zwischen dem Innenverhältnis der Verbundmitglieder und möglichen Berührungspunkten mit außenstehenden Dritten zu unterscheiden, wie in Abbildung 1 veranschaulicht:

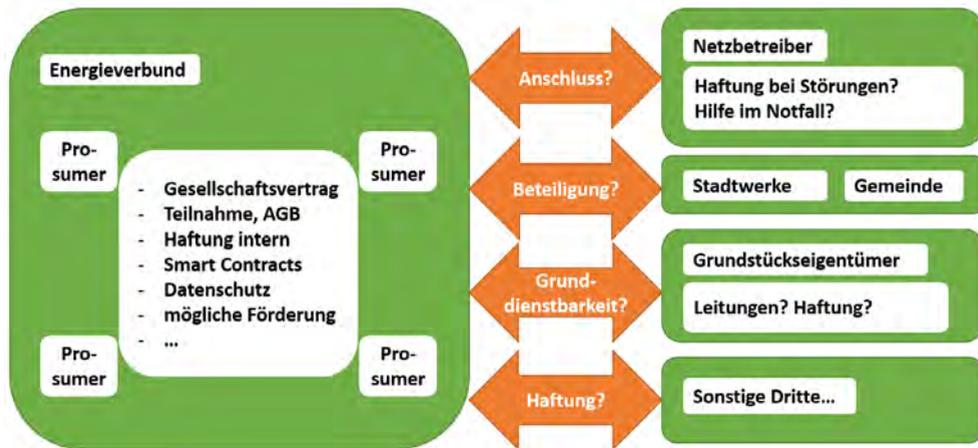


Abb. 1: Der Energieverbund im Innen- und Außenverhältnis (© Anja Bartsch)

Literatur

- Frenz, W. et al. (Hg.) (2018): EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar. Berlin, Erich Schmidt Verlag, 5. Aufl., §21a, Rn 6 ff.
- Heckelmann (2018): Zuverlässigkeit und Handhabung von Smart Contracts. NJW, S. 504 ff.
- Salje, P. (Hg.) (2018): EEG 2017. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Kommentar, Köln, Carl Heymanns, 8. Aufl., § 21a
- Schrey, J.; Thalhofer, T. (2017): Rechtliche Aspekte der Blockchain. NJW, S. 1431 ff.
- Scholtka (2017): Blockchain – ein neues Modell für den Strommarkt der Zukunft? RdE 3, S. 113 ff.

Biogasbenchmark Münsterland

TIM WISSEL, DANIEL BAUMKÖTTER, ELMAR BRÜGGING, CHRISTOF WETTER

1 Einleitung

Das Münsterland ist eine Region in 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 2017 ca. 620 Biogasanlagen betrieben und etwa 215 dieser Anlagen stehen im Münsterland.

Das Ziel des aus den Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) geförderten 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 Projekts können aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Anlagenkonzepte, die im Münsterland aufgenommen wurden, auch auf andere Regionen übertragen werden. Anschließend können diese Ergebnisse von allen Betreibern im Projektgebiet und darüber hinaus als Leitfaden zur Optimierung ihrer Anlagenkonzepte genutzt werden.

2 Projektdurchführung

Aufbauend auf bereits vorhandenen Daten wurde ein Benchmark aufgebaut, wodurch erstmals eine Vergleichsmöglichkeit für jede einzelne Anlage entstand. Hierfür wurden vergleichbare technische, wirtschaftliche und konzeptionelle Kennwerte als auch soziale Daten erfasst und ausgewertet. Dabei wurde jede Anlage in ein Ranking eingeordnet, um Optimierungspotenziale zu identifizieren. Die Anlagen mit den besten 10 Konzepten wurden intensiver untersucht, die Erfolgskriterien wurden ermittelt und den Biogasbetreibern anonymisiert zur Verfügung gestellt.

3 Ergebnisse

Die Datenerfassung wurde mit mehr als 100 erfassten Anlagen abgeschlossen. Durch die Auswertung der aufgenommenen Daten war es möglich, die einzelnen Anlagen aufgrund der spezifischen Schwächen und Stärken in den Benchmarkschwerpunkten in ein Ranking einzuordnen (Abb. 1).

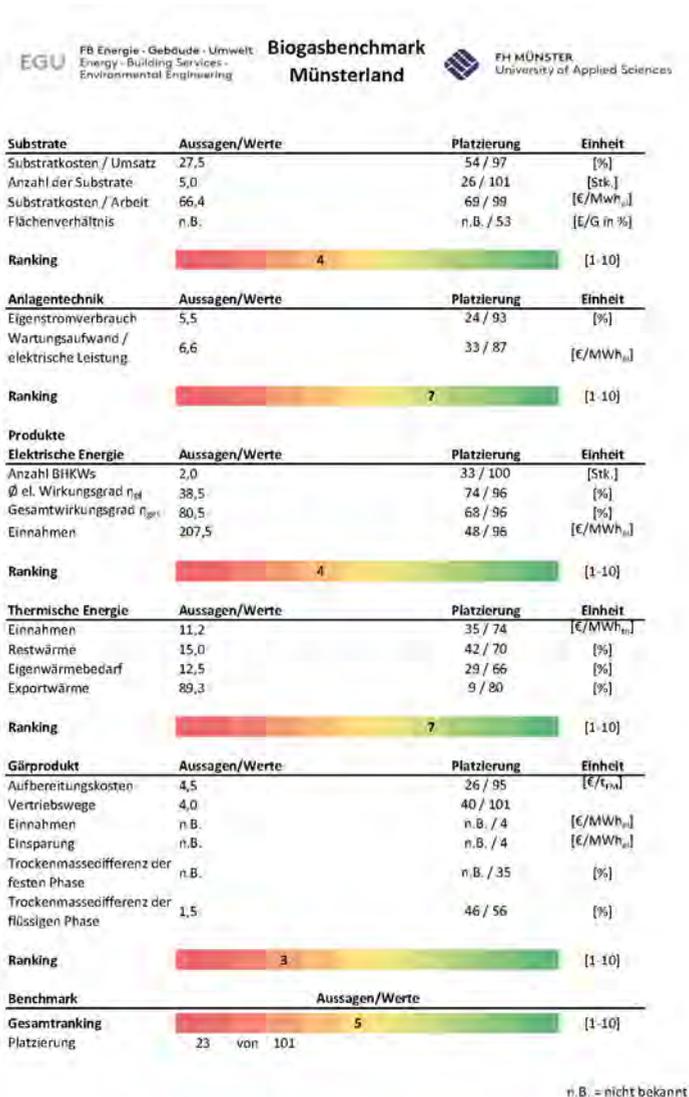


Abb. 1: Beispielhafte Einordnung einer aufgenommenen Anlage in das Ranking

Die Bewertung ermöglicht dem Anlagenbetreiber eine grobe Einordnung seiner Anlage in einem direkten Vergleich mit anderen Anlagen in einer vergleichbaren Region. Anhand der Einzelbewertungen ist der Anlagenbetreiber zudem in der Lage seine Anlage gezielt in dem Bereich zu verbessern, in dem der größte Optimierungsbedarf besteht. Bestenfalls kann so der wirtschaftliche Anlagenbetrieb auch nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung gesichert werden.

Neben dieser Einordnung bietet die Handreichung zudem die Möglichkeit, sich anhand konkreter Werte mit Anlagen gleicher Größe zu vergleichen und gegebenenfalls das eigene Handeln anzupassen. Ein Beispiel dazu stellt die Abbildung 2 dar. Diese stellt die exportierte Wärmemenge in kWh_{th}/a den gleichzeitig erzielten Einnahmen dar.

Auf der projekteigenen Homepage (www.biogasbenchmark.de) können die aktuellen Entwicklungen verfolgt werden.

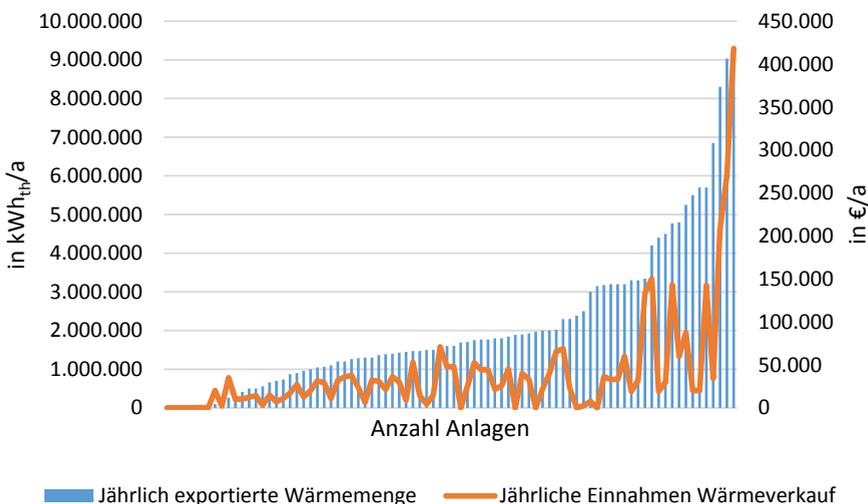


Abb. 2: Zusammenhang der exportierten Wärmemenge zu den Wärmeerlösen der aufgenommenen Anlagen

4 Fazit und Ausblick

Bei der Datenauswertung konnten zehn hervorragende Anlagenkonzepte identifiziert werden, die detailliert untersucht wurden. Neben den anlagenspezifischen Erfolgsfaktoren wurden bei diesen Untersuchungen eine Vielzahl grundlegender Erfolgsparameter, wie ein gutes Gärrestmanagement, identifiziert. Von den dabei gewonnenen Erkenntnissen sollen sämtliche Biogasanlagenbetreiber des Münsterlandes und darüber hinaus profitieren können. Die Ergebnisse werden in Form einer ausführlichen Broschüre der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

Entwicklung und Perspektiven des österreichischen Biogassektors

BERNHARD STÜRMER

1 Einleitung

Auch wenn die Biogasproduktion in Österreich eine lange Tradition hat, hat sich der Biogassektor mit dem ersten bundesweiten Ökostromgesetz im Jahr 2002 deutlich verändert (Stürmer 2017). Die gesetzlich auf 13 Jahre fixierten Einspeisetarife schufen für rund 500 LandwirtInnen deutlich bessere Rahmenbedingungen in der Energieerzeugung als in der Urproduktion (BGBl. I 149/2002, Statistik Austria, verschiedene Jahrgänge). Bei diesem Poster werden die Entwicklungen in der Produktionstechnik, der politischen und damit rechtlichen Rahmenbedingungen sowie deren betriebswirtschaftlichen Auswirkungen seit dem Jahr 2002 skizziert. Mit dem derzeit in Diskussion befindlichen „Erneuerbaren Ausbau Gesetz“ werden sich die Rahmenbedingungen wiederum deutlich verändern. Dieser Beitrag liefert dazu erste Anhaltspunkte für die weitere Entwicklung des Biogassektors in Österreich.

2 Rückblick

Seit dem Jahr 2009 ist der Arbeitskreis Biogas, der von der EU, vom Bund und den Bundesländern über die Maßnahme „Wissenstransfer und Informationsmaßnahmen in der Land- und Forstwirtschaft“ finanziell unterstützt wird, ein wichtiger Bestandteil für die Weiterbildung von BiogasanlagenbetreiberInnen. Da die Erhebung von produktionstechnischen und wirtschaftlichen Daten ein wesentlicher Bestandteil der Kontrolle und Verbesserung des Betriebserfolgs ist, werden auch im Arbeitskreis Biogas eine Reihe von Daten gesammelt und aufbereitet. Je nach Jahr sind Daten von 128 bis 156 Biogasanlagen vollständig verfügbar (in ganz Österreich sind rund 280 Biogasanlagen in Betrieb) und werden im Folgenden aufgezeigt.

2.1 Produktionstechnische Kennzahlen

Vor 2002 prägte der Wirtschaftsdüngereinsatz mit einer geringfügigen Vergärung von organischen Abfällen den Substrateinsatz. Mit dem ersten Ökostromgesetz wurde der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen und Wirtschaftsdünger forciert. Zudem stieg die installierte Leistung von durchschnittlich 30 kW in den 1990er-Jahren auf 270 kW im Jahr 2007 an. Mit dem seit 2007 gültigen Ökostromgesetz verschlechterten sich die

rechtlichen Rahmenbedingungen. Zudem stiegen die Rohstoffpreise deutlich an. Dies führte zu einem Stillstand im Ausbau.

Im Jahr 2006/2007 waren Mais (46 % d. Frischmasse) und Wirtschaftsdünger (24 % d. Frischmasse) die wichtigsten Substrate. Dies ist auch heute noch gültig, allerdings sank der Maisanteil (34 %), insbesondere zugunsten von biogenen Abfällen (Steigerung von 8 auf 15 %) und landwirtschaftlichen Reststoffen (Steigerung von 1 auf 9 %). Die Biogasanlagen in den Arbeitskreisen erreichten im Durchschnitt 6.991 Volllaststunden pro Jahr und damit rund 500 Volllaststunden weniger als im Jahr zuvor. Der Hauptgrund war im Jahr 2017, dass bereits einige Biogasanlagen aus dem 13-jährigen Ökostromtarif gefallen sind und auf eine Nachfolgeregelung (im Juni 2017 gesetzlich verankert, im April 2018 abschließend umgesetzt) warteten. Die BiogasanlagenbetreiberInnen betrieben daher die Anlagen auf einem sehr niedrigen Niveau. Auch der Brennstoffnutzungsgrad, ein Maß für die Effizienz der Biogasanlage, stieg von anfänglich unter 60 % auf über 65 % im Jahr 2017 an. Dies ist vor allem auf den steten Ausbau der Nahwärmenetze und der Trocknungsdienstleistungen zurückzuführen.

2.2 Betriebswirtschaftliche Kennzahlen

Im Zeitraum 2002 bis 2017 haben die Biogasanlagen des Arbeitskreises Biogas insgesamt 290 Mio. € investiert. Dies entspricht bei einer Hochrechnung auf alle österreichischen Biogasanlagen über 400 Mio. €. Der Großteil der Investitionen (78 %) wurde dabei aus dem Inland bezogen. Laut Koller (2016) haben mit knapp 40 % die Bauarbeiten (Hochbau, Tiefbau und sonstiger Bau) den größten Anteil unter den Investitionsgütern und -dienstleistungen. Es folgen elektrische Ausrüstungen (19 %) und Maschinen (13 %). In den letzten Jahren machte der Anteil des Substrates rund 55 % der variablen Kosten aus. Im Zeitraum zwischen 2002 und 2017 gaben die österreichischen BiogasanlagenbetreiberInnen insgesamt rund 580 Mio. € für Substrate aus. Die Wartungs- und Instandhaltungskosten beliefen sich in diesem Zeitraum auf insgesamt 405 Mio. €. Durch die politische und damit rechtliche Unsicherheit in den Jahren 2016 und 2017 stiegen die Wartungs- und Instandhaltungskosten deutlich an, wobei gleichzeitig das Investitionsvolumen deutlich sank. Die Arbeitserledigungskosten auf den Anlagen beliefen sich im Zeitraum 2002 bis 2017 auf knapp 140 Mio. €, womit rund 310 Arbeitsplätze geschaffen wurden.

3 Ausblick

Österreich will mit dem Erneuerbaren Ausbau Gesetz wesentliche Eckpfeiler für die Weiterentwicklung der Erneuerbaren vorgeben. Für den Biogassektor ist neben der Weiterentwicklung der Ökostromförderung auch die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz von Bedeutung (BMNT 2019). Auch wenn derzeit noch kein Gesetzesvorschlag bekannt ist, dürfte sich die Ökostromproduktion auf Anlagen unter 250 kW, mit Ausnahme von wenigen Altanlagen, beschränken. Für größere Anlagen ist ausschließlich die Biomethanproduktion angedacht. Um die Verwendung von Biomethan zu unterstützen, sollen begleitende Maßnahmen im Bereich Mobilität, Wärme und KWK-Anwendung fixiert werden.

Literatur

BGBI. I 149/2002: Ökostromgesetz sowie Änderung des ElWOG und das EnFG

BMNT (2019). Erarbeitung des Erneuerbaren Ausbau Gesetz beschlossen. www.bmnt.gv.at

Koller, W. (2016): Gesamtwirtschaftliche Effekte durch die Biogaserzeugung in Österreich. *Biogas Journal* 3, S. 96-99

Statistik Austria (versch. Jahrgänge): Land- und Forstwirtschaftliche Erzeugerpreise. www.stat.at

Stürmer, B. (2017): Biogas – Part of Austria's future energy supply or political experiment? *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79, pp. 525-32

Mitwirkende

Choudhury Abhinav
University of Maryland
Maryland, USA

Dr. Sharif Ahmed
Universität Ulm
Ulm

Diana Andrade
Bayerische Landesanstalt für
Landwirtschaft (LFL)
Freising

Dr.-Ing. Karin Arnold
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt,
Energie gGmbH
Wuppertal

Volker Aschmann
Omnicert Umweltgutachter GmbH
Bad Abbach

Meike Backes
Landwirtschaftskammer Niedersachsen
Hannover

Johanna Barth
Bayerische Landesanstalt für
Landwirtschaft (LFL)
Freising

Anja Bartsch
Hochschule Ansbach
Ansbach

Roland Bauböck
Georg-August-Universität Göttingen
Göttingen

Dr. Daniel Baumkötter
Fachhochschule Münster
Steinfurt

Max Becker
Ostbayerische Technische Hochschule
Amberg

Hülsemann Benedikt
Universität Hohenheim
Stuttgart

Dr. Dirk Benndorf
Otto-von-Guericke Universität
Magdeburg

Andrea Biertümpfel
Thüringer Landesamt für Landwirtschaft
und Ländlichen Raum (TLLLR)
Jena

Dr. Manfred Bischoff
Landwirtschaftliche Untersuchungs- und
Forschungsanstalt (LUFA) Nord-West
Oldenburg

Dr. Walter Bleeker
Saaten Zeller GmbH & Co KG
Eichenbühl

Prof. Dr. Astrid von Blumenthal
Hochschule Ansbach
Ansbach

Thorsten Böhlert
Niersberger Wohn- und Anlagenbau
GmbH & Co. KG
Erlangen

Volkmar Braune
Ohra Energie GmbH
Fröttstedt

Dr.-Ing. Elmar Brüggling
Fachhochschule Münster
Steinfurt

Ralph Büchler
Landesbetrieb Landwirtschaft Hessen
(LLH)
Kirchhain

Else Bünemann
Forschungsinstitut für
biologischen Landbau (FiBL)
Frick, Schweiz

Peter Burauel
Forschungszentrum Jülich GmbH
Jülich

Dr. Tina Clauß
DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

Dr. Joachim Clemens
SF-SoepenberG GmbH
Hünxe

Dr. Johannes Dahlin
Hochschule für Wirtschaft und Umwelt
Nürtingen-Geislingen
Nürtingen

Dr. Vasilis Dandikas
Bayerische Landesanstalt für
Landwirtschaft (LFL)
Freising

Jaqueline Daniel-Gromke
DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

Martin Degenbeck
Bayerische Landesanstalt für Weinbau
und Gartenbau (LWG)
Veitshöchheim

Heinrich Degenhart
Leuphana Universität
Lüneburg

Velina Denysenko
DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

Dr. Michael Dickeduisberg
Landwirtschaftskammer Nordrhein-
Westfalen
Bad Sassendorf

Prof. Dr.-Ing. Thomas Dockhorn
Technische Universität Braunschweig
(TUB)
Braunschweig

Dr.-Ing. Mathias Effenberger
Bayerische Landesanstalt für
Landwirtschaft (LFL)
Freising

Norah Efosa
Forschungsinstitut für biologischen
Landbau (FiBL)
Frick, Schweiz

Lea Eggemann
Forschungszentrum Jülich GmbH
Jülich

Fred Eickmeyer
ESKUSA GmbH
Parkstetten

Dr. Ludger Eltrop
Universität Stuttgart
Stuttgart

Erik Ferchau
TU Bergakademie Freiberg
Freiberg

Dr. Ulf Feuerstein
Deutsche Saatenveredelung AG (DSV)
Asendorf

Joachim Fischer
Hochschule Nordhausen
Nordhausen

Melanie Glötzl
C.A.R.M.E.N. e.V.
Straubing

Matthias Gottlebe
DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

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

Christina Grebe
Universität Kassel
Kassel

Prof. Dr. Carola Griehl
Hochschule Anhalt
Köthen

Mirko Gröper
Hochschule Ansbach
Ansbach

Norbert Grösch
Technische Hochschule Ingolstadt (THI)
Ingolstadt

Victoria Grüner
Fachhochschule Münster
Steinfurt

Joshua Güsewell
Universität Stuttgart
Stuttgart

Dr. Hans-Dieter Haenel
Thünen Institut
Braunschweig

Dr. Henning Hahn

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft
und Energiesystemtechnik (IEE)
Kassel

Julia Hassa

Universität Bielefeld
Bielefeld

Michael Haubold-Rosar

Forschungsinstitut für Bergbau-
folgelandschaften e.V.
Finsterwalde

Ina Heidinger

Bayerische Landesanstalt für Weinbau
und Gartenbau (LWG)
Veitshöchheim

Prof. Dr. Hermann Heilmeyer

TU Bergakademie Freiberg
Freiberg

Katharina Heinbach

Institut für ökologische Wirtschafts-
forschung (IÖW)
Berlin

Kai Heinlein

Karlsruher Institut für Technologie
Karlsruhe

Prof. Dr. Carsten Herbes

Hochschule für Wirtschaft und Umwelt
Nürtingen-Geislingen
Nürtingen

Andreas Herrmann

TU Bergakademie Freiberg
Freiberg

Dr. Christiane Herrmann

Leibniz-Institut für Agrartechnik und
Bioökonomie e.V. (ATB)
Potsdam

Robert Heyer

Otto-von-Guericke Universität
Magdeburg

Prof. Dr. Bernd Hirschl

Institut für ökologische Wirtschafts-
forschung (IÖW)
Berlin

Josephine Hofmann

DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

Lars Holstenkamp

Leuphana Universität
Lüneburg

Roman Hüppi

ETH Zürich
Zürich, Schweiz

Ingrid Illies

Bayerische Landesanstalt für Weinbau
und Gartenbau (LWG)
Veitshöchheim

Robert Ibler

Universität Kassel
Kassel

Dr. Fabian Jacobi

Landesbetrieb Hessisches Landeslabor
(LHL)
Bad Hersfeld

Dr. Kerstin Jäkel

Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft
und Geologie (LfULG)
Nossen

Schueler Jenna

University of Maryland
Maryland, USA

Carsten Jost

Leibniz-Institut für Agrartechnik und
Bioökonomie e.V. (ATB)
Potsdam

Martin Kappas

Georg-August-Universität Göttingen
Göttingen

Marianne Karpenstein-Machan

Universität Kassel
Kassel

Prof. Dr. Marian Kazda

Universität Ulm
Ulm

Jan Kelch

Universität Kassel
Kassel

Ulrich Kilburg
C.A.R.M.E.N. e.V.
Straubing

Johanna Klang
Leibniz-Institut für Agrartechnik und
Bioökonomie e.V. (ATB)
Potsdam

Prof. Dr. Gernot Klepper
Institut für Weltwirtschaft (IfW)
Kiel

Johannes Köhler
Obstwiesenhof Köhler
Kleinromstedt

Hans-Martin Krause
Forschungsinstitut für
biologischen Landbau (FiBL)
Frick, Schweiz

Prof. Dr. Ing. Hartmut Krause
TU Bergakademie Freiberg
Freiberg

Dr.-Ing. Bernd Krautkremer
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft
und Energiesystemtechnik (IEE)
Kassel

Philipp Kress
Universität Hohenheim
Stuttgart

Elena Krimmer
Bayerische Landesanstalt für Weinbau
und Gartenbau (LWG)
Veitshöchheim

Elzbieta Kumanowska
Universität Hohenheim
Stuttgart

Dr. Peter Kurz
bms marketing research + strategy GmbH
München

Frank Langguth
Hochschule Anhalt
Köthen

Stephanie Lansing
University of Maryland
Maryland, USA

Dr. Michael Lebuhn
Bayerische Landesanstalt für
Landwirtschaft (LFL)
Freising

Dr. Andreas Lemmer
Universität Hohenheim
Stuttgart

Dr. Fabian Lichti
Bayerische Landesanstalt für
Landwirtschaft (LFL)
Freising

Dr.-Ing. Jan Liebetrau
DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

Maria Sol Lisboa
Cornell University
Ithaca, USA

Stefan Lukas
Forschungsinstitut für Bergbau-
folgelandschaften e.V.
Finsterwalde

Kornelia Marzini
Bayerische Landesanstalt für Weinbau
und Gartenbau (LWG)
Veitshöchheim

Dr. Patrick Matschoss
Institut für ZukunftsEnergie- und
Stoffstromsysteme gGmbH (IZES)
Saarbrücken

Kerstin Maurus
Universität Ulm
Ulm

Wolfgang Merkle
Universität Hohenheim
Stuttgart

Dr. Ute Messelhäuser
Bayerisches Landesamt für Gesundheit
und Lebensmittelsicherheit (LGL)
Oberschleißheim

Betül Morcali
Technische Universität Braunschweig
(TUB)
Braunschweig

Christin Moschner
TU Bergakademie Freiberg
Freiberg

Dr. Bettina Mößnang
Bayerische Landesanstalt für
Landwirtschaft (LFL)
Freising

Dr.-Ing. Liane Müller
DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

Alexander Naßmacher
Fachhochschule Münster
Steinfurt

Johanna Nelkner
Universität Bielefeld
Bielefeld

Escobar Neus
Universität Bonn
Bonn

Dr. Hans Oechsner
Universität Hohenheim
Stuttgart

Benjamin Ohnmacht
Universität Hohenheim
Stuttgart

Benedikt Osterholz
Universität Bielefeld
Bielefeld

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

Dr. Joachim Pertagnol
Institut für ZukunftsEnergie- und
Stoffstromsysteme gGmbH (IZES)
Saarbrücken

Ralf Peters
Forschungszentrum Jülich GmbH
Jülich

Felix M. Piontek
Universität Ulm
Ulm

Dr.-Ing. Maximilian Prager
Technische Universität München (TUM)
München

Jürgen Pröter
DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

Dr. Jürgen Pröter
DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

Johannes Rauch
Ostbayerische Technische Hochschule
Regensburg

Dr. Stefan Rauh
Fachverband Biogas e.V.
Freising

Torsten Reinelt
DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

Dr. Gerd Reinhold
Thüringer Landesamt für Landwirtschaft
und Ländlichen Raum (TLLLR)
Jena

Nadja Rensberg
DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

Juliana Rolf
Fachhochschule Münster
Steinfurt

Claus Rösemann
Thünen Institut
Braunschweig

Johannes Rupp
Institut für ökologische Wirtschafts-
forschung (IÖW)
Berlin

Abdessamad Saidi
Technische Hochschule Ingolstadt (THI)
Ingolstadt

Franziska Schäfer
DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

Waldemar Schavkan
Sächsischen Landesamt für Umwelt,
Landwirtschaft und Geologie (LfULG)
DD Pillnitz

Katharina Scherge
Leuphana Universität
Lüneburg

Dr. Andreas Schlüter
Universität Bielefeld
Bielefeld

Wolfgang Schlüter
Hochschule Ansbach
Ansbach

Bianca Schlütter
Landwirtschaftskammer Niedersachsen
Hannover

Peter Schmuck
Georg-August-Universität Göttingen
Göttingen

Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin
Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft
und Energie
Weimar

Marion Schomaker
Fachhochschule Münster
Steinfurt

Peter Schünemann-Plag
Landwirtschaftskammer Niedersachsen
Verden

Dr. Alexander Sczyrba
Universität Bielefeld
Bielefeld

Reinhold Siede
Landesbetrieb Landwirtschaft Hessen
(LLH)
Kirchhain

Johan Six
ETH Zürich
Zürich, Schweiz

Prof. Dr. Walter Stinner
DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

Detlef Stolten
Forschungszentrum Jülich GmbH
Jülich

Dr. Bernhard Stürmer
Kompost & Biogas Verband Österreich
Wien, Österreich

Simon Tappen
Bayerische Landesanstalt für
Landwirtschaft (LFL)
Freising

Markus Theiß
Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft
und Geologie (LfULG)
Nossen

Dr. Susanne Theuerl
Leibniz-Institut für Agrartechnik und
Bioökonomie e.V. (ATB)
Potsdam

Nadège Vaucher
École polytechnique fédérale de Lausanne
(EPFL),
Forschungsinstitut für biologischen
Landbau (FiBL)
Lausanne und Frick, Schweiz

Lynn Vincent
Hochschule Nordhausen
Nordhausen

Prof. Dr.-Ing. Wiktoria Vith
Hochschule Flensburg
Flensburg

Dr. Dirk Wagner
APMA Services GmbH
Saarbrücken

David Wagner
Hochschule Ansbach
Ansbach

Robert Wagner
C.A.R.M.E.N. e.V.
Straubing

Tobias Weide

Fachhochschule Münster
Steinfurt

Dr. Sören Weinrich

DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

Bernhard Wern

Institut für ZukunftsEnergie- und
Stoffstromsysteme gGmbH (IZES)
Saarbrücken

Prof. Dr.-Ing. Christof Wetter

Fachhochschule Münster
Steinfurt

Lukas Wettwer

Fachhochschule Münster
Steinfurt

Heike Wetzell

Universität Kassel
Kassel

Dr. Oliver Wiche

TU Bergakademie Freiberg
Freiberg

Ines Wilkens

Universität Kassel
Kassel

Steffen Windpassinger

Justus Liebig Universität Gießen
Giessen

Malte Winkler

Institut für Weltwirtschaft (IfW)
Kiel

Dr. Ralf Winterberg

Cordes+Winterberg GbR
Biederitz

Bernd Wirt

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

Tim Wissel

Fachhochschule Münster
Steinfurt

Dr. Sebastian Wulf

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

Nazia Zaffar

TU Bergakademie Freiberg
Freiberg

Stefan Zeller

Saaten Zeller GmbH & Co KG
Eichenbühl

Joachim Zeller

Saaten Zeller GmbH & Co KG
Eichenbühl

Timo Rolf Zerback

DBFZ - Deutsches Biomasse-
forschungszentrum gGmbH
Leipzig

Dr. Simon Zielonka

Universität Hohenheim
Stuttgart

Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner

Technische Hochschule Ingolstadt (THI)
Ingolstadt

KTBL-Veröffentlichungen



Betriebsplanung Landwirtschaft 2018/19

Daten für die Betriebsplanung in der Landwirtschaft

2018, 26. Auflage, 776 S., 26 €, ISBN 978-3-945088-62-3 (Best.-Nr. 19524) – mit kostenfreien Online-Anwendungen

Maschinenkosten kalkulieren oder Arbeitsprozesse und Produktionsverfahren planen: Für die Betriebszweige Pflanzenproduktion und Tierhaltung bietet die 26. Auflage des KTBL-Standardwerkes umfassende Daten und Informationen.



Wietzke, D.; Schmid, W.; Hartmann, S.:

Stromeinkauf in Landwirtschaft und Gartenbau

2019, 64 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-65-4 (Best.-Nr. 40125)

Das Heft bietet einen Einblick in die Möglichkeiten und Rahmenbedingungen beim Einkauf von Strom. Es zeigt wo günstige Tarife gefunden, wie Bonusfallen umgangen und wie Rechnungen richtig kontrolliert werden können. Nicht zuletzt hilft das Heft bei der Beantwortung der Frage, ob Eigenstrom eine kostengünstige Bezugsquelle ist.



Ökologischer Landbau

Daten für die Betriebsplanung im ökologischen Landbau

2017, 2. Auflage, 808 S., 28 €, ISBN 978-3-945088-48-7 (Best.-Nr. 19522)

Maschinenkosten kalkulieren, Arbeitseinsätze planen oder Produktionsverfahren bewerten. Die 2. Auflage dieses KTBL-Werkes bietet zu jedem Anlass der betrieblichen Planung umfassende Informationen zur ökologischen Tierhaltung und zur ökologischen Pflanzenproduktion.



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.



KTBL-Taschenbuch Landwirtschaft

2015, 22. Auflage, 288 S., 15 €, ISBN 978-3-945088-12-8
(Best.-Nr. 19518)

Das KTBL-Taschenbuch Landwirtschaft ist das Nachschlagewerk für all diejenigen, die Maschinen- und Verfahrenskosten kalkulieren und ihre Arbeitswirtschaft planen wollen oder sich einfach für einen bestimmten Wert interessieren. Für die wichtigsten pflanzenbaulichen Produktionszweige und Tierhaltungsverfahren findet der Nutzer arbeits- und betriebswirtschaftliche Daten sowie hilfreiche Informationen rund um die Landwirtschaft.



Schmid, A.; Krön, K.:

Kalkulation und Kostenanalyse im Lohnunternehmen

2018, 76 S., 20 €, ISBN 978-3-945088-63-0
(Best.-Nr. 11515)

Richtig kalkulieren und analysieren sind die Grundlage für den Erfolg in Lohnunternehmen. Das Buch bietet in der neuen Auflage aktuelle methodische Grundlagen zur Kalkulation von Maschinen- und Personalkosten sowie zur Kostenanalyse. Es zeigt, was bei der Kalkulation von Angebotspreisen bedacht werden muss und stellt Strategien der Preisgestaltung vor.



Aulig, G.; Druckenbrod, C.; Herrmann, A.:

Anwendung der Eingriffsregelung nach dem Naturschutzrecht Hinweise für Stallbauprojekte

2018, 56 S., 9 €, ISBN 978-3-945088-57-9
(Best.-Nr. 40123)

Dieses Heft informiert Landwirte und Anlagenplaner, wie Ausgleichsmaßnahmen praxisnah und nachvollziehbar in die Planung landwirtschaftlicher Bauvorhaben einbezogen werden können. Es erläutert effektive, kooperative Herangehensweisen seitens der Projektträger und der zuständigen Genehmigungsbehörden. Ebenso wird die Anwendung des Produktionsintegrierten Kompensation (PiK) am Beispiel eines Neubaus eines Milchviehstalls vorgestellt.

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 |
E-Mail: vertrieb@ktbl.de | www.ktbl.de

Sämtliche KTBL-Produkte finden Sie unter www.ktbl.de „KTBL-Shop“

BZL-Veröffentlichungen



Bundesinformationszentrum
Landwirtschaft



Sicher transportieren in der Land- und Forstwirtschaft
Heft DIN A5, 56 Seiten, Bestell-Nr. 1574
ISBN/EAN 978-3-8308-1322-4, 7. Auflage 2019

Täglich transportieren land- und forstwirtschaftliche Fahrzeuge unterschiedliche Güter. Damit niemand gefährdet wird, muss die Ladung entsprechend gesichert sein. Das Heft gibt dazu praktische Hinweise. Es fasst die wichtigsten gesetzlichen Vorgaben zusammen und erklärt, wann der Fahrer, Halter oder Verlader im Schadensfall haftet. Es stellt alle gängigen Arten der Ladungssicherung und die fachlichen Grundsätze des Beladens vor. Beispiele werden vorgestellt. Die Palette reicht von Getreide, Stroh, Zuckerrüben bis zu Silage, Gülle oder auch Holz. Zusätzlich gibt es Tipps zum richtigen Verhalten im Falle eines Unfalls. Ein herausnehmbarer Aufkleber (zum Anbringen in der Schlepperkabine) weist auf das sichere Bremsen bei Fahrten mit Anhänger hin.



Bestellungen an

BLE-Medienservice
c/o IBRo Versandservice GmbH
Kastanienweg 1 18184 Roggentin
Telefon: 038204 66544
Telefax: 030 1810 6845 20
E-Mail: Bestellung@ble-medienservice.de

Mehr Infos auf

www.ble-medienservice.de
www.ble.de/bzl

Im Jahr 2017 erzeugte die Biogasbranche in Deutschland rund 54 Mrd. Kilowattstunden Energie für Strom, Wärme und Kraftstoff, das entspricht knapp 13 Prozent des gesamten erneuerbaren Energieaufkommens. Dank Biogas konnten von 1990 bis 2017 rund 152 Millionen Tonnen Kohlenstoffdioxid-Äquivalente eingespart werden. Damit leistet die Biogasbranche einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.

Auf die Frage, wie sich der Sektor weiterentwickeln wird, gibt es eine große Bandbreite an Antworten. Eine allgemeingültige Aussage ist dabei schwierig, denn die Ertragsquellen für Biogasanlagen sind so individuell wie die Anlagen selbst.

Die KTBL-Schrift enthält die Fachbeiträge des sechsten FNR/KTBL-Biogas-Kongresses in Leipzig und widmet sich den Themen Zukunfts- und Post-EEG-Perspektiven, rechtliche Rahmenbedingungen und aktuelle Herausforderungen. Darüber hinaus beschreiben die Referierenden die neuesten Erkenntnisse in den Bereichen Prozessbiologie, Verfahrenstechnik, Flexibilisierung und die Möglichkeiten, die Klimaschutzwirkung von Biogasanlagen zu verbessern.

Ergänzend finden sich die schriftlichen Kurzfassungen der ausgestellten wissenschaftlichen Poster in diesem Tagungsband.

www.ktbl.de € 27 [D]
ISBN 978-3-945088-68-5

